## АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа. ОмГТУ. Тема работы: «Электроснабжение завода шахтного оборудования.

Руководитель работы: Новожилов Т.А. ассистент, канд. техн. наук

Направление подготовки: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». Выпуск 2017г.

Пояснительная записка 74 с., 18 рис., 29 табл., 15 источников, 1 приложение.

**Система электроснабжения. Пункт приема электрической энергии. Цеховая подстанция. Электрооборудование. Транспорт электрической энергии. Компенсация реактивной мощности. Ток короткого замыкания. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения.**

**Объектом** выполненной работы является система электроснабжения заданного объекта.

**Цель проекта –** разработка системы электроснабжения завода шахтного оборудования.

В результате анализа технологического процесса производства определены: технологические коэффициенты электрических нагрузок, категории электроприемников по бесперебойности электроснабжения и характеристика окружающей среды подразделений предприятия.

В процессе работы производились: расчет электрических нагрузок предприятия, построение картограммы электрических нагрузок, определение места размещения пункта приема электрической энергии, построение графиков электрических нагрузок, определение средств и способов транспорта электрической энергии, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрооборудования системы электроснабжения, расчет и выбор средств компенсации перетоков реактивной мощности.

Углубленная проработка темы «Релейная защита и автоматика систем электроснабжения» по заданию консультанта.

**Основные технико-эксплуатационные показатели:**

экономичность, надежность и безопасность эксплуатации системы электроснабжения объекта.

Эффективность электроустановок определяется применением современных технологий и оборудования с учетом особенностей технико-технологических условий функционирования системы электроснабжения заданного объекта.

СОДЕРЖАНИЕ

[ВВЕДЕНИЕ 7](#_Toc475530837)

[1 ОПИСАНИЕ И АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА 8](#_Toc475530838)

[2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 15](#_Toc475530839)

[2.1 Расчет силовых и осветительных электрических нагрузок цехов 15](#_Toc475530840)

[2.2 Расчет мощности компенсирующих устройств узла нагрузки 23](#_Toc475530841)

[Окончание таблицы 7 24](#_Toc475530842)

[2.3 Расчетные нагрузки на шинах низшего напряжения пункта приема электроэнергии 25](#_Toc475530843)

[2.4 Расчетные нагрузки на шинах высшего напряжения пункта приема электроэнергии 26](#_Toc475530844)

[3 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ 27](#_Toc475530845)

[4 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ 30](#_Toc475530846)

[4.1 Выбор рационального напряжения системы питания 30](#_Toc475530847)

[4.2 Компенсация реактивной мощности системы распределения 30](#_Toc475530848)

[4.3 Построение графиков нагрузок 30](#_Toc475530849)

[4.4 Выбор силовых трансформаторов пункта приема электрической энергии 34](#_Toc475530850)

[4.5 Выбор схемы ввода высшего напряжения подстанции 36](#_Toc475530851)

[4.6 Выбор питающих линий электропередачи 37](#_Toc475530852)

[4.7 Выбор схемы распределительного устройства низшего напряжения пункта приема электрической энергии 39](#_Toc475530853)

[5 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ 40](#_Toc475530854)

[5.1 Общие принципы формирования схемы системы распределения 40](#_Toc475530855)

[5.2 Выбор класса напряжения системы распределения 40](#_Toc475530856)

[5.3 Общие принципы формирования схемы системы распределения 41](#_Toc475530857)

[5.4 Выбор мощности и места размещения цеховых трансформаторных подстанций 41](#_Toc475530858)

[5.5 Потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций 44](#_Toc475530859)

[5.6 Транспорт электрической энергии в системе распределения 45](#_Toc475530860)

[5.7 Выбор сечения и марки проводников системы распределения 46](#_Toc475530861)

[6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ 50](#_Toc475530862)

[7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 58](#_Toc475530863)

[7.1 Выбор и проверка основного высоковольтного оборудования 58](#_Toc475530864)

[7.2 Выбор и проверка коммутационных аппаратов 0,4 кВ 61](#_Toc475530865)

[7.3 Выбор и проверка вспомогательного электрооборудования 62](#_Toc475530866)

[8 ПРОВЕРКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ 65](#_Toc475530867)

[9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА 67](#_Toc475530868)

[9.1 Определение расчетных токов 67](#_Toc475530869)

[ЗАКЛЮЧЕНИЕ 74](#_Toc475530870)

[БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 75](#_Toc475530871)

[ПРИЛОЖЕНИЕ А 77](#_Toc475530872)

## ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена проектированию системы электроснабжения завода шахтного оборудования.

Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий осуществляется, как правило, проектными организациями. В результате обобщения многолетнего опыта проектирования возникли типовые проектные решения.

В настоящее время апробированы методы расчета и проектирование как питающих, так и распределительных сетей, выбора мощности силовых трансформаторов и трансформаторных подстанций и т.п.

Однако существуют проблемные вопросы проектирования систем электроснабжения, а именно:

– правильное определение ожидаемых электрических нагрузок;

– рациональное построение схем систем электроснабжения;

– оптимизация компенсации перетоков реактивной мощности в системах электроснабжения;

– применение современных модульных устройств релейной защиты и автоматики.

В связи с проблемными вопросами проектирования систем электроснабжения и с учетом современных технологий разрабатываются и вводятся в действие новые нормативные документы. Поэтому данную тему выпускной работы можно считать актуальной.

Работа над ВКР развивает: способность осуществлять поиск, обработку и анализ информации из различных источников и баз данных; умение работать с нормативно-технической документацией; способность выбирать структуру систем электроснабжения объектов и приводить обоснование проектных решений, способность оформлять отчетную документацию.

Все разделы выполнены с соблюдением требований основных действующих нормативных документов [1, 2].

## **1 ОПИСАНИЕ И АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА**

Завод шахтного оборудования относится к предприятиям тяжелого машинотсроения.

Машиностроение входит в состав промышленности под названием «Машиностроение и металлообработка». Машиностроение создает машины и оборудование. Металлообработка занимается производством металлических изделий, ремонтом машин и оборудования.

Предприятия тяжелого машиностроения выпускают: энергетическое, шахтное и металлургическое оборудование; станки, подъемно-транспортные и кузнечно-прессовые машины; оборудование морских и речных судов, локомотивов и вагонов. Особенности производства продукции тяжелого машиностроения заключаются в отливке, механической обработке и сборке крупногабаритных деталей, узлов и агрегатов.

***Кузнечный цех***служит для штамповки металлов и пластмасс. Основными электроприемниками этих цехов являются прессы. Кривошипные прессы холодной штамповки имеют мощность приводов 2,0-160 кВт, горячей штамповки – 30-630 кВт. Наиболее мощными являются гидропрессы, мощность двигателей насосов гидропрессов составляет 250-1660 кВт. Режим работы повторно-кратковременный, напряжение питания переменное 0,4 и 6(10) кВ. В цехах присутствует оборудование общепромышленного назначения - вентиляторы, насосы, подъемно-транспортные механизмы с мощностью электродвигателей 1,6-11 кВт.

Категория приемников по электроснабжению – 2 (3).

Условия среды – технологическая пыль, локальное воздействие высоких температур.

Категория размещения электрооборудования – 3 (4).

Степени защиты электрооборудования – IP20-IP40 (избирательно).

***Чугунолитейный и сталелитейный цеха.*** Литейные цеха, как правило, расположены, в одно - или двухпролетных корпусах, с таким расчетом, чтобы транспортные пути литейных машин с жидким металлом из корпусов электролиза в литейный цех были минимальными. Размеры литейного цеха зависят от объемов производства и номенклатуры выпускаемой продукции. Основное оборудование цеха - отражательные печи (миксеры) с газовым или электрическим обогревом. Печи могут быть стационарного или поворотного типа. Стационарные печи в отличие от поворотных печей позволяют осуществить непрерывный процесс литья. Кроме основных печей, в литейном цехе устанавливаются вспомогательные печи, как правило, индукционные для переплавки отходов и приготовления различных сплавов. Для отливки товарной продукции цех оснащен литейными машинами.

Основные электроприемники цеха: отражательные и индукционные печи, литейные машины, подъемно-транспортные механизмы, системы газоочистки, мощная система вентиляции.

Блок – схема технологического процесса литейного цеха представлена на рисунке 1.1.



Рисунок. 2.1 – Схема технологического потока литейного цеха

Категория приемников по электроснабжению – 1 (1 особая).

Условия среды – технологическая пыль, химически активные вещества и газы, локальное воздействие высоких температур.

Категория размещения оборудования – 3.

Степень защиты электрооборудования – IP51.

***Очистные сооружения.*** Для очистки воды системы оборотного водоснабжения цехов и очистки производственных сточных вод применяются водоочистные сооружения. Используются как химические, так и механические способы очистки.

Основные электроприемники цеха: привода насосов.

Категория приёмников по электроснабжению – 1-2.

Условия среды – сырая.

Категория размещения оборудования – 1-3.

Степень защиты электрооборудования – IP24.

***Кислородная станция.*** Для получения кислорода из сжатого воздуха методом адсорбции применяются кислородные генераторы. Применяются и криогенные кислородные станции.

Основные электроприемники цеха: привода компрессоров высокого давления, криогенные установки, установки очистки газа, система вентиляции.

Категория приёмников по электроснабжению – 1 (1особая).

Условия среды – взрывоопасные зоны.

Категория размещения оборудования – 4.

Степени защиты оборудования – взрывобезопасное, IP 54 (избирательно).

***Испытательная станция.***В цехе производится калибровка, настройка, проверка параметров изделий и их отбраковка. Основными электроприемниками цеха являются различные виды специальных стендов и приборов, обеспечивающих проверку тех или иных параметров изделия.

Мощность электроприёмников весьма разнообразна, может достигать сотен киловатт. Напряжение питания переменное 220/380 В.

Категория приемников по электроснабжению – 2.

Условия среды – нормальная.

Категория размещения оборудования – 4.

Степень защиты электрооборудования – IP00.

***Насосная.***Вода на заводе потребляется для производственных, противопожарных и хозяйственных нужд.

Основные электроприёмники цеха – двигатели насосов.

Мощность двигателей 250-800 кВт. Напряжение питания 0,4 кВ.

Категория приемников по электроснабжению – 1.

Условия среды –влажная.

Категория размещения электрооборудования – 2 (3).

Степень защиты электрооборудования – IP04.

***Компрессорная станция.*** Воздух подаётся под давлением 8 атмосфер от одной или нескольких центральных компрессорных. Компрессорные размещаются в близи технологических цехов, используемых сжатый воздух с таким расчетом, чтобы падение давления в магистралях составляло не более 2 атмосфер.

Основные электроприёмники – электродвигатели компрессоров. Мощность двигателей до 6 МВт. Напряжение питания 0,4 кВ.

Категория приемников по электроснабжению – 1.

Условия среды – нормальная.

Категория размещения электрооборудования – 3.

Вид защиты электрооборудования – IP00.

***Сборочные цеха****.*В проектируемом завода таких цехов несколько. В сборочных цехах обычно присутствуют станки для механической обработки узлов изделия. Сборка изделий может осуществляться вручную, либо конвейерным способом. Конвейер, в свою очередь, может иметь различную степень автоматизации от ручного до полностью автоматизированного. Электроснабжение оборудования автоматических сборочных линий осуществляется напряжением 0,4 кВ различной мощности от нескольких ватт до сотен киловатт. В цехе может быть один или несколько сборочных участков или конвейеров. Для сборки электронных компонентов и точной оптики организуют специальные сборочные участки. На таких участках очень важную роль играет вентиляционное оборудование и оборудование очистки воздуха, зачастую оно является основным потребителем электроэнергии на данных участках.

Категория приемников по электроснабжению – 2 (3).

Условия среды – технологическая пыль.

Категория размещения электрооборудованию – 3 (4).

Степени защиты электрооборудования – IP30-IP64 (избирательно).

***Ремонтно-механический цех*** является ремонтной базой любого промышленного предприятия и необходим для текущего ремонта технологического оборудования. Структура РМЦ зависит от мощности и специфики производства предприятия. Основные подразделения цеха: заготовительное, кузнечнопрессовое, сварочное, механическое, термическое и ряд других.

Основными электроприемниками цеха являются электродвигатели приводов станков и механизмов, термические печи, электросварочное оборудование, подъёмно-погрузочные механизмы, системы вентиляции.

Мощность электроприёмников может достигать сотен киловатт. Напряжение питания переменное 220/380 В. Режим работы продолжительный или повторно-кратковременный.

Категория приемников по электроснабжению – 3.

Условия среды – нормальная.

Категория размещения электрооборудования – 4.

Степени защиты электрооборудования – IP20-IP40 (избирательно).

***Цех термообработки*** предназначен для химико-термической или термической обработки изделий. Основными электроприемниками этих цехов являются: агрегаты для химико-термической обработки, соляные ванны, электрические печи сопротивления. Термические цеха, как правило, состоят из трех участков: химико-термической обработки, механической обработки и закалки токами высокой частоты. Напряжение питания большинства электроприемников термических цехов переменное 0,4 кВ. Закалочные установки питаются от тиристорных преобразователей частоты. Режим работы большинства электроприемников продолжительный, но имеются электроприемники и с повторно-кратковременным режимом.

Категория приемников по электроснабжению –1 (2).

Условия среды – технологическая пыль, локальное воздействие высоких температур.

Категория размещения электрооборудования – 3.

Степени защиты электрооборудования – IP40-IP50 (избирательно).

Блок-схема технологического процесса производства представлена на ри-сунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Схема технологического процесса завода

Для выбора системы внешнего и внутреннего электроснабжения завода необходимо определить для каждого цеха в отдельности требуемую степень надежности (категорию надежности) электроснабжения электроприемников (далее – ЭП), характер окружающей среды по пожаро-взрывоопасности и по поражению человека электрическим током.

Согласно [1] ЭП в отношении обеспечения надежности электроснабжения подразделяются на три категории.

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

***Электроснабжение электроприемников первой категории*** с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление нормального режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса.

***Электроприемники второй категории*** в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

***Для электроприемников третьей категории*** электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

Результаты анализа технологического процесса завода приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты анализа технологического процесса завода.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № на плане | Подразделение завода | Категория ЭП | Характеристика окружающей среды |
| 1 | Склад комплектующих изделий | III | нормальная |
| 2 | Кузнечный цех | II | технологическая пыль, локальное воздействие высоких температур |
| 3 | Чугунолитейный цех | I | технологическая пыль, химически активные вещества и газы, локальное воздействие высоких температур |
| 4 | Очистные сооружения | II | сырая |
| 5 | Насосная | I | влажная |
| 6 | Кислородная станция | I | взрывоопасные зоны |
| 7 | Цех термообработки | II | технологическая пыль, локальное воздействие высоких температур |
| 8 | Испытательная станция | II | нормальная |
| 9 | Сборочный цех | II | технологическая пыль |
| 10 | Сталелитейный цех | I | технологическая пыль, химически активные вещества и газы, локальное воздействие высоких температур |
| 11 | ЦЗЛ | III | нормальная |
| 12 | РМЦ | III | нормальная |
| 13 | Компрессорная станция | I | нормальная |
| 14 | Блок складов | III | нормальная |
| 15 | Административный корпус, маркетинг | III | нормальная |
| 16 | Бытовые помещения | III | нормальная |
| 17 | Гараж | III | нормальная |
| 18 | Магазин | III | нормальная |
| 19 | Медпункт | III | нормальная |
| 20 | Столовая | III | жаркая |

## 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок цехов является главным этапом при проектировании промышленной электрической сети.

При выполнении ВКР расчетные нагрузки определяются по номинальной мощности и коэффициенту спроса с учетом осветительной нагрузки, коэффициента одновременности максимумов и потерь в элементах системы электроснабжения.

Расчетные электрические нагрузки СЭС определяются для всех узлов питания потребителей электроэнергии. При этом отдельно рассматриваются сети напряжением до и свыше 1000 В. Фрагмент схемы представлен на рисунке 2.1.

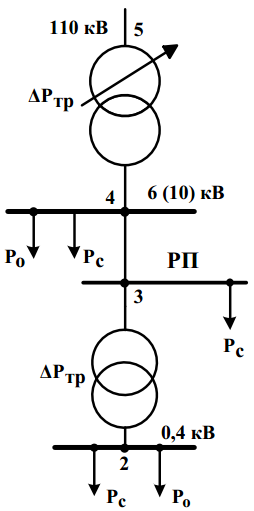


Рисунок 2.1 – Фрагмент схемы электроснабжения

### 2.1 Расчет силовых и осветительных электрических нагрузок цехов

Для определения расчетных нагрузок нашего предприятия воспользуемся методом коэффициента спроса.

При расчете нагрузки цехов изначально берется номинальная мощность цеха и справочный и коэффициент спроса, затем учитывается осветительная нагрузка, коэффициент разновремённости максимумов предприятия в целом, а также потери в элементах систем электроснабжения.

Электрические нагрузки систем электроснабжения определяются с целью выбора числа и мощности силовых трансформаторов, мощности и места подключения компенсирующих устройств, выбора и проверки токоведущих элементов по условию допустимого нагрева, расчета потерь мощности, электроэнергии и напряжения и выбора релейной защиты.

Реальная (расчетная) нагрузка цехов определяется по справочным данным [4, 5], коэффициенту спроса и коэффициенту мощности.

|  |  |
| --- | --- |
|  | (1) |
|  | (2) |

Нагрузка территории завода и искусственного освещения каждого цеха определяется по удельной плотности освещения и по площади производственных помещений цеха.

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3) |

где РН.О. – номинальная мощность осветительной нагрузки данного цеха, кВт; F – площадь территории цеха, м2; руд – удельная мощность осветительной нагрузки, Вт/м2.

**Примечание:** рекомендуемые значения удельных мощностей осветительной нагрузки, Вт/м2 [5, 6].

Территория завода площадью менее 200000 м2 (ДРЛ) – 0,9 Вт/м2.

Для люминесцентных ламп и ДРЛ:

Вспомогательные цеха – 4,63 Вт/м2; механические и сборочные цеха – 3,68 Вт/м2; компрессорные, насосные – 3,08 Вт/м2; заводоуправления, столовые, лаборатории – 5,0 Вт/м2; медпункт – 5,35 Вт/м2.

Расчетная мощность осветительной нагрузки цехов определяются по формулам:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4) |
| *.* | (5) |

При применении газоразрядных источников света рекомендуется принимать КПП = 1,2, tgφН.О= 0,48 при *cos*φ = 0,9.

Таким образом, расчетные значения нагрузок цеха определяются следующим способом:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (6) |
|  | (7) |

где ,  – расчётные значения активной и реактивной мощности цеха.

Полная мощность:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8) |

Расчетный ток узла нагрузки:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (9) |

где Iр.ц. – расчетное значение тока узла нагрузки цеха, А; Uн – номинально напряжение в узле нагрузки, кВ.

***Нагрузки на стороне высшего напряжения цеховой подстанции***

Расчетные значения нагрузок на стороне высшего напряжения трансформаторов цеховых подстанций (рисунок 3, точка 3) определяем по расчетным нагрузкам на шинах низшего напряжения данной подстанции (рисунок 3, точка 2) с учетом потерь в питающих трансформаторах [5].

Так как тип и мощность силового трансформатора пока еще не выбраны, то можно принимать:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (10) |
|  | (11) |

Таким образом, расчетные нагрузки на стороне высшего напряжения цеховых ТП определяются по следующим выражениям:

– расчетные активная и реактивная мощности:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (12) |
|  | (13) |

где  – расчетное значение активной мощности, потребляемой цехом на стороне высшего напряжения, кВт;  – потери активной мощности в цеховом трансформаторе, кВт;  – расчетное значение реактивной мощности, потребляемой цехом на стороне высшего напряжения, кВ∙Ар;  – потери реактивной мощности в цеховом трансформаторе, кВ∙Ар;

– расчетная полная мощность:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (14) |

где  – расчетное значение полной мощности, потребляемой цехом на стороне высшего напряжения, кВ∙А.

– расчетный ток:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (15) |

Расчётные электрические нагрузки цеха необходимы для выбора мощности трансформаторов цеховых ТП, линий, сечения шин и коммутационно-защитной аппаратуры РУ низшего напряжения ТП.

***Высоковольтные нагрузки цеха***

Расчетные нагрузки высоковольтных электроприемников цеха:

– расчетные активная и реактивная мощности:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (16) |
|  | (17) |

где Рр.в.с и Qр.в.с – расчетные значения активной и реактивной мощностей высоковольтной цеховой нагрузки, кВт и квар; КС – коэффициент спроса высоковольтной нагрузки, о.е.;  – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

– расчетная полная мощность

|  |  |
| --- | --- |
|  | (18) |

– расчетный ток

|  |  |
| --- | --- |
|  | (19) |

***Суммарные расчетные мощности цеха*** [5, 6, 7]:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (20) |
|  | (21) |
|  | (22) |
|  | (23) |

Рассмотрим определение расчетного максимума на примере цеха № 13 (компрессорная станция). Исходные данные для наглядности представим в виде таблицы 3.

Таблица 3 – Исходные данные для насосной на шинах ТП напряжением 0,4 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| 580 | 1,0 | 0,8 | 2326,0 | 4,68 | 0,9 | 1,0 | 1,2 |

На стороне 10 кВ



Расчет нагрузок 0,4 кВ (формулы (1) – (9)):





– расчетные мощности освтительной нагрузки:





Суммарные нагрузки на 0,4 кВ (точка 2, рисунок 3):



– расчетный ток



Расчет нагрузок на стороне 10 кВ ТП (формулы (10) – (15)):

Потери в силовом трансформаторе:





Расчетные цеховые низковольтные нагрузки на стороне 10 кВ ТП:

– расчетные мощности



– расчетный ток



Расчетные нагрузки высоковольтных (10 кВ) электроприемников цеха (формулы (16) – (19)):

– расчетные мощности:







– расчетный ток



Суммарные расчетные нагрузки цеха:

– расчетные мощности:









Результаты расчета остальных цехов представлены в таблицах 4, 5 и 6.

Таблица 4 – Расчет электрических нагрузок цехов предприятия

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование цеха | Рн, кВт | cosφ | КС | Рс, кВт | Qс, квар | Sс, кВ∙А | Iс, А |
| **Электроприемники напряжением 0,4 кВ** | | | | | | | |
| Склад комплектующих изделий | 85 | 0,3 | 0,5 | 25,5 | 44,2 | 51,0 | 73,6 |
| Кузнечный цех | 1800 | 0,6 | 0,7 | 1080,0 | 1101,8 | 1542,9 | 2226,9 |
| Чугунолитейный цех | 1610 | 0,8 | 0,9 | 1288,0 | 623,8 | 1431,1 | 2065,6 |
| Очистные сооружения | 1570 | 0,6 | 0,7 | 942,0 | 961,0 | 1345,7 | 1942,4 |

Окончание таблицы 4

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование цеха | Рн, кВт | cosφ | КС | Рс, кВт | Qс, квар | Sс, кВ∙А | Iс, А |
| Насосная | 2600 | 1,0 | 0,8 | 2600,0 | 1950,0 | 3250,0 | 4691,0 |
| Кислородная станция | 1690 | 0,8 | 0,7 | 1352,0 | 1379,3 | 1931,4 | 2787,8 |
| Цех термообработки | 1710 | 0,8 | 0,8 | 1368,0 | 1026,0 | 1710,0 | 2468,2 |
| Испытательная станция | 2700 | 0,4 | 0,5 | 1080,0 | 1870,6 | 2160,0 | 3117,7 |
| Сборочный цех | 4190 | 0,5 | 0,6 | 2095,0 | 2793,3 | 3491,7 | 5039,8 |
| Сталелитейный цех | 1385 | 0,8 | 0,9 | 1108,0 | 536,6 | 1231,1 | 1777,0 |
| ЦЗЛ | 175 | 0,5 | 0,8 | 87,5 | 65,6 | 109,4 | 157,9 |
| РМЦ | 780 | 0,6 | 0,5 | 468,0 | 810,6 | 936,0 | 1351,0 |
| Компрессорная станция | 580 | 1,0 | 0,8 | 580,0 | 435,0 | 725,0 | 1046,4 |
| Блок складов | 220 | 0,3 | 0,7 | 66,0 | 67,3 | 94,3 | 136,1 |
| Административный корпус, маркетинг | 150 | 0,5 | 0,8 | 75,0 | 56,3 | 93,8 | 135,3 |
| Бытовые помещения | 170 | 0,5 | 0,8 | 85,0 | 63,8 | 106,3 | 153,4 |
| Гараж | 120 | 0,4 | 0,5 | 48,0 | 83,1 | 96,0 | 138,6 |
| Магазин | 75 | 0,3 | 0,6 | 22,5 | 30,0 | 37,5 | 54,1 |
| Медпункт | 139 | 0,3 | 0,6 | 41,7 | 55,6 | 69,5 | 100,3 |
| Столовая | 230 | 0,3 | 0,7 | 69,0 | 70,4 | 98,6 | 142,3 |
| **Итого по 0,4 кВ** | **21979** | **-** | **-** | **14481,2** | **14024,4** | **20159,1** | **-** |
| **Электроприемники напряжением 10 кВ** | | | | | | | |
| Чугунолитейный цех АД | 3695 | 0,8 | 0,9 | **2956,0** | 1431,7 | 3284,4 | 316,0 |
| Насосная АД | 4980 | 1,0 | 1,0 | **4980,0** | 0,0 | 4980,0 | 479,2 |
| Сталелитейный цех АД | 4300 | 0,8 | 0,9 | **3440,0** | 1666,1 | 3822,2 | 367,8 |
| Компрессорная станция АД | 3500 | 1,0 | 1,0 | **3500,0** | 0,0 | 3500,0 | 336,8 |
| **Итого по 10 кВ** | **16475** | **-** | **-** | **14876,0** | **3097,7** | **15586,7** | **-** |

Таблица 5 – Расчет осветительной нагрузки подразделений завода

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование цеха | F, м2 | Руд  Вт/ м2 | КПП | Ксо | Р0, кВт | Q0, квар | Sр.ц. кВ∙А | Iр.ц. А |
| Склад комплектующих изделий | 388 | 3,11 | 1,2 | 0,60 | 0,9 | 0,4 | 51,8 | 74,8 |
| Кузнечный цех | 675 | 3,60 | 1,2 | 1,00 | 2,9 | 1,4 | 1545,9 | 2231,3 |
| Чугунолитейный цех | 4459 | 3,60 | 1,2 | 1,00 | 19,3 | 9,3 | 1452,5 | 2096,5 |
| Очистные сооружения | 519 | 4,08 | 1,2 | 1,00 | 2,5 | 1,2 | 1348,4 | 1946,2 |
| Насосная | 4799 | 4,68 | 1,2 | 1,00 | 27,0 | 13,1 | 3279,4 | 4733,4 |
| Кислородная станция | 382 | 4,51 | 1,2 | 1,00 | 2,1 | 1,0 | 1933,6 | 2790,9 |
| Цех термообработки | 620 | 4,51 | 1,2 | 1,00 | 3,4 | 1,6 | 1713,7 | 2473,5 |
| Испытательная станция | 1144 | 4,68 | 1,2 | 1,00 | 6,4 | 3,1 | 2165,9 | 3126,2 |
| Сборочный цех | 1411 | 4,40 | 1,2 | 1,00 | 7,4 | 3,6 | 3499,0 | 5050,4 |
| Сталелитейный цех | 3873 | 3,60 | 1,2 | 1,00 | 16,7 | 8,1 | 1249,7 | 1803,8 |
| ЦЗЛ | 195 | 5,00 | 1,2 | 0,80 | 0,9 | 0,5 | 110,4 | 159,3 |
| РМЦ | 227 | 4,68 | 1,2 | 1,00 | 1,3 | 0,6 | 937,2 | 1352,7 |
| Компрессорная станция | 2326 | 4,68 | 1,2 | 1,00 | 13,1 | 6,3 | 739,3 | 1067,0 |
| Блок складов | 514 | 3,10 | 1,2 | 0,60 | 1,1 | 0,6 | 95,5 | 137,8 |
| Административный корпус, маркетинг | 184 | 5,00 | 1,2 | 0,90 | 1,0 | 0,5 | 94,8 | 136,9 |
| Бытовые помещения | 173 | 4,68 | 1,2 | 0,90 | 0,9 | 0,4 | 107,2 | 154,7 |
| Гараж | 269 | 3,68 | 1,2 | 1,00 | 1,2 | 0,6 | 97,1 | 140,1 |
| Магазин | 100 | 2,18 | 1,2 | 1,00 | 0,3 | 0,1 | 37,8 | 54,5 |
| Медпункт | 76 | 4,68 | 1,2 | 0,80 | 0,3 | 0,2 | 69,8 | 100,8 |
| Столовая | 235 | 4,68 | 1,2 | 0,90 | 1,2 | 0,6 | 99,8 | 144,1 |

Таблица 6 – Расчет электрических нагрузок подразделений завода с учетом потерь

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование цеха | ∆Pт,  кВт | ∆Qт,  квар | Р р.ц., кВт | Qр.ц., квар | S ц., кВ∙А | I ц.,  А |
| Склад комплектующих изделий | 1,0 | 5,2 | 27,4 | 49,8 | 56,8 | 3,3 |
| Кузнечный цех | 30,9 | 154,6 | 1113,8 | 1257,8 | 1680,1 | 97,0 |
| Чугунолитейный цех | 29,1 | 145,3 | 1336,3 | 778,4 | 1546,5 | 89,3 |
| Очистные сооружения | 27,0 | 134,8 | 971,5 | 1097,1 | 1465,4 | 84,6 |
| Насосная | 65,6 | 327,9 | 2692,5 | 2291,0 | 3535,3 | 204,1 |
| Кислородная станция | 38,7 | 193,4 | 1392,7 | 1573,7 | 2101,5 | 121,3 |
| Цех термообработки | 34,3 | 171,4 | 1405,6 | 1199,0 | 1847,5 | 106,7 |
| Испытательная станция | 43,3 | 216,6 | 1129,7 | 2090,3 | 2376,1 | 137,2 |
| Сборочный цех | 70,0 | 349,9 | 2172,4 | 3146,8 | 3823,9 | 220,8 |
| Сталелитейный цех | 25,0 | 125,0 | 1149,7 | 669,7 | 1330,6 | 76,8 |
| ЦЗЛ | 2,2 | 11,0 | 90,6 | 77,1 | 119,0 | 6,9 |
| РМЦ | 18,7 | 93,7 | 488,0 | 904,9 | 1028,1 | 59,4 |
| Компрессорная станция | 14,8 | 73,9 | 607,8 | 515,3 | 796,8 | 46,0 |
| Блок складов | 1,9 | 9,5 | 69,1 | 77,4 | 103,8 | 6,0 |
| Административный корпус, маркетинг | 1,9 | 9,5 | 77,9 | 66,2 | 102,2 | 5,9 |
| Бытовые помещения | 2,1 | 10,7 | 88,0 | 74,9 | 115,6 | 6,7 |
| Гараж | 1,9 | 9,7 | 51,1 | 93,4 | 106,5 | 6,1 |
| Магазин | 0,8 | 3,8 | 23,5 | 33,9 | 41,3 | 2,4 |
| Медпункт | 1,4 | 7,0 | 43,4 | 62,8 | 76,3 | 4,4 |
| Столовая | 2,0 | 10,0 | 72,2 | 81,0 | 108,5 | 6,3 |
| **Итого по 0,4 кВ** | **-** | **-** | **15003,6** | **16140,5** | **22361,7** | **-** |

### 

### 2.2 Расчет мощности компенсирующих устройств узла нагрузки

Согласно [7] мощность компенсирующих устройств в узле нагрузки определяется

|  |  |
| --- | --- |
|  | (24) |

где РР i – расчетная мощность i-го узла нагрузки, кВт; К – коэффициент пропорциональности, который зависит от текущего значения коэффициента активной мощности (расчетного) и требуемого (достижимого) для компенсации перетоков реактивной мощности питающих сеть узла нагрузки.

Расчетную мощность компенсирующих устройств округляют до ближайшей (по стандартной шкале) мощности. При выборе типа компенсирующих устройств рекомендуется применять комплектные установки (ККУ).

**Примечание:** устанавливать компенсирующие устройства мощностью менее 150 квар обычно экономически не целесообразно.

Рассмотрим расчет компенсирующих устройств на примере цеха № 13 (компрессорная станция):



тогда значение коэффициента активной мощности (расчетного) cosφрасч=0,77.

Принимаем достижимое значение cos φрасч = 0,96.

Тогда коэффициент пропорциональности (К) [7] равен 0,54.

Расчетная мощность компенсирующих устройств



По полученному значению выбираем ККУ стандартной мощности 2×100 квар (АКУ 0,4-100-25У3).

После выбора мощности компенсирующих устройств всех узлов нагрузки 0,4 кВ необходимо скорректировать расчетные значения реактивной мощности всех ТП с учетом установленных БСК.

Итоговая мощность цеха № 13 (компрессорная станция) с учетом установленных БСК:

– потребляемая реактивная мощность с шин 0,4 кВ трансформаторной подстанции цеха № 5

|  |  |
| --- | --- |
|  | (25) |

– потребляемая полная мощность с шин 0,4 кВ трансформаторной подстанции цеха № 13 (компрессорная станция):

|  |  |
| --- | --- |
|  | (26) |

Результаты расчетов мощности компенсирующих устройств остальных цехов завода сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов компенсации реактивной мощности

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование цеха | ,  квар | сosφ | К | ,  квар | , квар | , квар | , квар |
| Склад комплектующих изделий | 49,8 | 0,48 | 1,54 | 42,2 | 0 | 49,8 | 56,8 |
| Кузнечный цех | 1257,8 | 0,66 | 0,85 | 946,8 | 800 | 457,8 | 1204,3 |
| Чугунолитейный цех | 778,4 | 0,86 | 0,25 | 334,1 | 200 | 578,4 | 1456,1 |
| Очистные сооружения | 1097,1 | 0,66 | 0,85 | 825,8 | 600 | 497,1 | 1091,3 |
| Насосная | 2291,0 | 0,77 | 0,54 | 1454,0 | 1000 | 1291,0 | 2986,0 |
| Кислородная станция | 1573,7 | 0,57 | 1,11 | 1183,8 | 800 | 773,7 | 1593,2 |
| Цех термообработки | 1199,0 | 0,77 | 0,54 | 759,0 | 600 | 599,0 | 1527,9 |

### Окончание таблицы 7

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование цеха | ,  квар | сosφ | К | ,  квар | , квар | , квар | , квар |
| Испытательная станция | 2090,3 | 0,48 | 1,54 | 1739,8 | 1600 | 490,3 | 1231,6 |
| Сборочный цех | 3146,8 | 0,57 | 1,11 | 2411,4 | 2400 | 746,8 | 2297,2 |
| Сталелитейный цех | 669,7 | 0,86 | 0,25 | 287,4 | 200 | 469,7 | 1242,0 |
| ЦЗЛ | 77,1 | 0,77 | 0,54 | 48,9 | 0 | 77,1 | 119,0 |
| РМЦ | 904,9 | 0,48 | 1,54 | 751,5 | 600 | 304,9 | 575,5 |
| Компрессорная станция | 515,3 | 0,77 | 0,54 | 328,2 | 200 | 315,3 | 684,7 |
| Блок складов | 77,4 | 0,66 | 0,85 | 58,7 | 0 | 77,4 | 103,8 |
| Административный корпус, маркетинг | 66,2 | 0,77 | 0,54 | 42,1 | 0 | 66,2 | 102,2 |
| Бытовые помещения | 74,9 | 0,77 | 0,54 | 47,5 | 0 | 74,9 | 115,6 |
| Гараж | 93,4 | 0,48 | 1,54 | 78,7 | 0 | 93,4 | 106,5 |
| Магазин | 33,9 | 0,57 | 1,11 | 26,1 | 0 | 33,9 | 41,3 |
| Медпункт | 62,8 | 0,57 | 1,11 | 48,2 | 0 | 62,8 | 76,3 |
| Столовая | 81,0 | 0,66 | 0,85 | 61,4 | 0 | 81,0 | 108,5 |
| **Итого** | **-** | **-** | **-** | **-** | **9000** | **7140,5** | **-** |

### 2.3 Расчетные нагрузки на шинах низшего напряжения пункта приема электроэнергии

Расчетные значения нагрузок на шинах НН ПГВ (рисунок 3, точка 4) определяются по расчетным значениям мощностей всех отходящих от секции шин линий и силовой нагрузки напряжением свыше 1000 В, подключенной к данной секции шин, с учетом коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки в данном узле питания и потерь мощности в распределительных сетях. Также необходимо учитывать расчетную мощность осветительной нагрузки территории предприятия и потери активной мощности в компенсирующих устройствах (при их наличии), подключенных к данному узлу нагрузки.

Расчетные значения нагрузок на данном уровне определяются по формулам:

– расчетные значения активной и реактивной мощностей:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | | (27) |
|  | (28) | |

где РР.НН.ППЭ и QР.НН.ППЭ – расчетное значение активной и реактивной мощностей потребителей, включенных от шин НН ПГВ, кВт и квар; ∑РР.3 – сумма активных расчетных мощностей всех потребителей, включенных от шин НН ПГВ (рисунок 3, точка 3), кВт; Ко.а – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки в рассматриваемом узле потребления; КПОТ – коэффициент потерь мощности в распределительных сетях; РР.О.Т – расчетное значение активной мощности осветительной нагрузки территории предприятия, кВт.

Расчетное значение активной мощности осветительной нагрузки территории предприятия:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (29) |

Расчетное значение полной мощности SР.НН.ППЭ, потребляемой от шин НН ПГВ, кВ·А:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (30) |

Расчетные значения тока

|  |  |
| --- | --- |
|  | (31) |

где IР.НН.ППЭ – расчетный ток линий, питающих шины НН ПГВ, А; UН – номинальное напряжение на шинах РУ НН ПГВ, кВ.

При определении расчетных нагрузок на шинах НН распределительного устройства ПГВ значение коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки определяются по [5].

Расчетные нагрузки на шинах НН распределительного устройства ПГВ определяются с учетом потерь в сетях системы распределения, коэффициента одновременности максимумов нагрузок в данном узле и мощности освети-тельной нагрузки территории предприятия (РО.ТЕР).

Определим мощность осветительной нагрузки территории предприятия.

Площадь территории (FТЕР) для освещения



где Fобщ – площадь по периметру предприятия, м2; ∑FЦ – сумма площадей цехов предприятия, м2.

Активная мощность осветительной нагрузки территории (РО.ТЕР) рассчитывается по удельной мощности (руд) с учетом коэффициента спроса (КС.О.) и коэффициента потерь в пуско-регулирующей аппаратуре (КПП):



Реактивная мощность осветительной нагрузки территории



Так как распределительные сети выполняются, как правило, кабельными линиями, принимаем коэффициент потерь (КПОТ) равным 1,05 (т.е. 5%), а коэффициент одновременности максимумов нагрузок (КО) равным 0,9.

Таким образом, расчетные мощности на шинах НН распределительного устройства ПГВ



### 2.4 Расчетные нагрузки на шинах высшего напряжения пункта приема электроэнергии

Расчетные значения нагрузок на стороне ВН ПГВ определяют по расчетным значениям нагрузок на шинах РУ НН ПГВ с учетом потерь в силовых трансформаторах ПГВ.

Расчетные значения активной и реактивной мощностей

|  |  |
| --- | --- |
|  | (32) |

где РР.ВН.ППЭ и QР.ВН.ППЭ – расчетное значение активной и реактивной мощностей на стороне ВН ПГВ, кВт и квар; ∆РТ и ∆QТ – потери активной и реактивной мощностей в силовом трансформаторе ПГВ, кВт и квар.

Потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе приближенно можно определить по аналогии с потерями в трансформаторах ТП.

Расчетное значение полной мощности

|  |  |
| --- | --- |
|  | (33) |

где SР.ВН.ППЭ – расчетное значение полной мощности на стороне ВН ПГВ, кВ∙А;

расчетные значения тока

|  |  |
| --- | --- |
|  | (34) |

где IР.ВН.ППЭ – расчетное значение тока линий, питающих ПГВ предприятия от источника питания, А; UН – номинальное напряжение питания, кВ.

Расчетные значения нагрузок на стороне ВН ПГВ являются нагрузками по предприятию в целом.

Определим нагрузки на стороне ВН ПГВ (предварительно, т.к. трансформаторы не выбраны).











## 3 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

Расчет ЦЭН производится для определения мест расположения цеховых трансформаторных подстанций и пункта приема электрической энергии на генеральном плане завода, а также для построения картограммы нагрузок.

|  |  |
| --- | --- |
|  | (35) |

где ri – радиус круга; m – масштаб; π = 3,14, откуда выразим ri:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (36) |

Осветительная нагрузка приемников электроэнергии (цехов, промышленного предприятия в целом и т.п.) показывается на картограмме в виде сегментов круга. Угол сектора определяется по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  | (37) |

где Росвi – активная мощность осветительной нагрузки i-го цеха, кВт.

На генеральном плане завода произвольным образом выбираем оси координат. Координаты центра электрических нагрузок завода определяются по следующим формулам:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (38) |
|  | (39) |

где  координаты ЦЭН для *i*-го цеха;  расчетная нагрузка *i*-го цеха.

Определяем параметры окружности для цеха № 13 (компрессорная станция):



где расчетная активная мощность с учетом осветительной нагрузки, масштаб.

Угол сектора определяется по формуле:

.

Координаты центра электрических нагрузок





Таким образом, центр электрических нагрузок завода находится в точке с координатами (55,8 мм; 77,0 мм).

По полученным данным строим картограмму нагрузок (рисунок 4).

Пункт приема электрической энергии можно расположить только в точке с координатами (14,6 мм; 77,0 мм), так как ЦЭН находится внутри цеха №3. Разместить ПГВ между цехом №13 и цехом №3 не представляется возможным, так как не будет соблюдено минимальное расстояние охранной зоны ВЛ-110 кВ.

Результаты расчетов электрических нагрузок всех цехов сведены в таблице 8.

Таблица 8 – Картограмма электрических нагрузок

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование цеха |  |  |  |  |  |  |  |
| **Электроприемники напряжением 0,4 кВ** | | | | | | | |
| Склад комплектующих изделий | 25,5 | 0,9 | 38,4 | 149,0 | 26,4 | 2,05 | 11,88 |
| Кузнечный цех | 1080,0 | 2,9 | 87,4 | 145,4 | 1082,9 | 13,13 | 0,97 |
| Чугунолитейный цех | 1288,0 | 19,3 | 50,0 | 73,4 | 1307,3 | 14,43 | 5,30 |
| Очистные сооружения | 942,0 | 2,5 | 87,6 | 123,5 | 944,5 | 12,26 | 0,97 |
| Насосная | 2600,0 | 27,0 | 39,3 | 122,6 | 2627,0 | 20,45 | 3,69 |
| Кислородная станция | 1352,0 | 2,1 | 83,3 | 105,2 | 1354,1 | 14,68 | 0,55 |
| Цех термообработки | 1368,0 | 3,4 | 47,6 | 35,5 | 1371,4 | 14,78 | 0,88 |
| Испытательная станция | 1080,0 | 6,4 | 88,0 | 50,2 | 1086,4 | 13,15 | 2,13 |
| Сборочный цех | 2095,0 | 7,4 | 79,8 | 34,3 | 2102,4 | 18,30 | 1,28 |
| Сталелитейный цех | 1108,0 | 16,7 | 18,9 | 22,8 | 1124,7 | 13,38 | 5,36 |
| ЦЗЛ | 87,5 | 0,9 | 72,0 | 22,2 | 88,4 | 3,75 | 3,81 |
| РМЦ | 468,0 | 1,3 | 55,0 | 22,3 | 469,3 | 8,64 | 0,98 |
| Компрессорная станция | 580,0 | 13,1 | 90,1 | 77,7 | 593,1 | 9,72 | 7,93 |
| Блок складов | 66,0 | 1,1 | 15,8 | 149,0 | 67,1 | 3,27 | 6,15 |
| Административный корпус, маркетинг | 75,0 | 1,0 | 89,9 | 21,1 | 76,0 | 3,48 | 4,70 |
| Бытовые помещения | 85,0 | 0,9 | 47,0 | 11,3 | 85,9 | 3,70 | 3,66 |
| Гараж | 48,0 | 1,2 | 63,2 | 149,3 | 49,2 | 2,80 | 8,71 |
| Магазин | 22,5 | 0,3 | 91,9 | 12,0 | 22,8 | 1,90 | 4,12 |
| Медпункт | 41,7 | 0,3 | 60,4 | 13,2 | 42,0 | 2,59 | 2,94 |
| Столовая | 69,0 | 1,2 | 75,4 | 11,4 | 70,2 | 3,34 | 6,09 |
| **Электроприемники напряжением 10 кВ** | | | | | | | |
| Чугунолитейный цех АД | 2956,0 | - | 50,0 | 73,4 | 2956,0 | 21,7 | - |
| Насосная АД | 4980,0 | - | 39,3 | 122,6 | 4980,0 | 28,2 | - |
| Сталелитейный цех АД | 3440,0 | - | 18,9 | 22,8 | 3440,0 | 23,4 | - |
| Компрессорная станция АД | 3500,0 | - | 90,1 | 77,7 | 3500,0 | 23,6 | - |

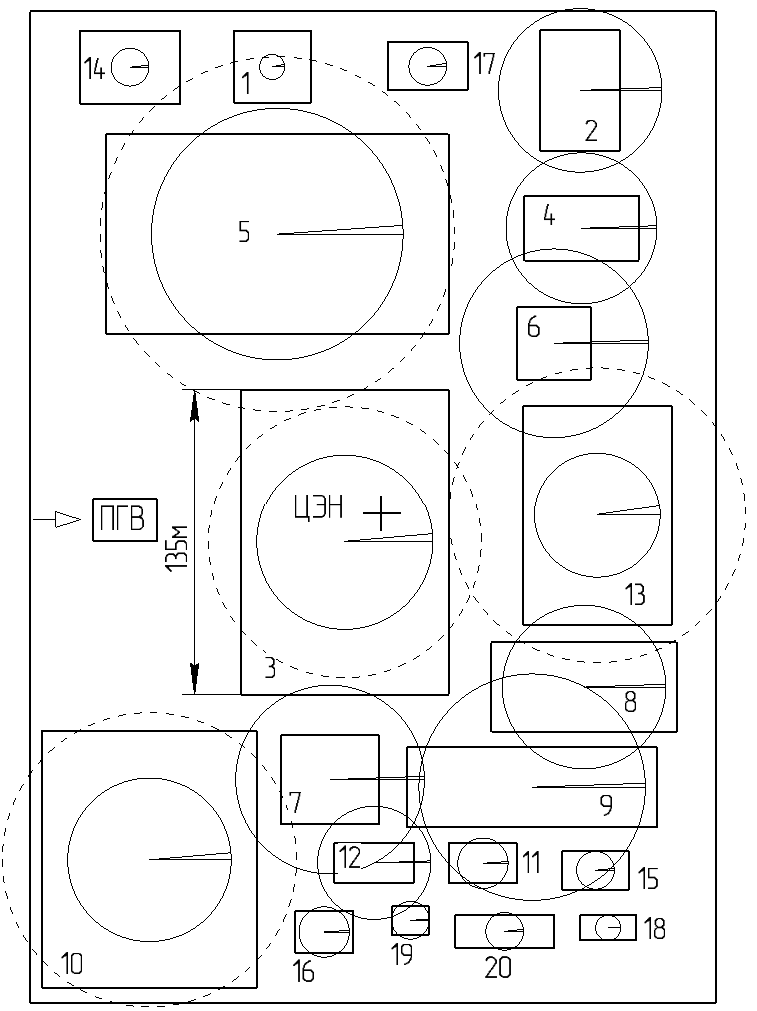


Рисунок 4 – Картограмма электрических нагрузок завода шахтного оборудования

## 4 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ

### 4.1 Выбор рационального напряжения системы питания

Одним из основных вопросов проектирования предприятия является выбор рациональных напряжений для схемы, поскольку последними определяются параметры линий электропередачи и выбираемого электрооборудования подстанций и сетей, а следовательно, размеры капиталовложений, расход цветного металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы. Рациональное построение системы электроснабжения во многом зависит от правильного выбора напряжения системы и распределения.

Под рациональным напряжением Uрац понимается такое значение стандартного напряжения, при котором сооружение и эксплуатация СЭС имеют минимальное значение приведенных затрат. В проектной практике обычно используют следующие выражения для определения приближенного значения рационального напряжения Uрац:



Так как в бакалаврской работе ТЭР не предусмотрен, то принимаем за рациональное напряжение ближайшее большее напряжение, т.е. 110 кВ.

### 4.2 Компенсация реактивной мощности системы распределения

Реактивную мощность, которую может потреблять предприятие от энергосистемы, можно определить через нормативное значение коэффициента реактивной мощности tgφЭ [8]:

tgφЭ = 0,5.

Тогда экономическая величина перетока реактивной мощности в часы максимальных нагрузок системы, передаваемой в сеть потребителя:



Величина реактивной мощности, разрешенная энергосистемой, превышает расчетную реактивную мощность, потребляемую предприятием, следовательно, выбранных компенсирующих устройств достаточно для выполнения требований нормативных документов по компенсации реактивной мощности.

### 4.3 Построение графиков нагрузок

Графики электрических нагрузок необходимы для выбора мощности трансформатора ПГВ, определения потерь электрической энергии, потребления электроэнергии предприятием, годового числа часов использования максимальной нагрузки. Так как предприятие находится в стадии проектирования, за основу берутся по три типовых суточных графика нагрузок, характерных для предприятий рассматриваемой отрасли производства: зимний, летний и выходных и праздничных дней, отдельно для активной и для реактивной мощности.

На основании суточных графиков строится годовой график активной мощности по продолжительности. При построении графика принята продолжительность зимнего периода – 151 сутки, летнего – 110 суток, выходных и праздничных дней (из расчета пятидневной рабочей недели) – 104 суток.

Расчетные значения мощностей для построения графиков нагрузок представлены в таблицах 9, 10.

Таблица 9 – Суточный график нагрузок предприятия с учетом компенсации (зима)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  на плане | % РР.З. | Р, МВт | Q, Мвар | S, кВА |
| 1 | 65 | 18369,4 | 6296,5 | 19418,6 |
| 2 | 65 | 18369,4 | 6296,5 | 19418,6 |
| 3 | 60 | 16956,4 | 5812,1 | 17924,8 |
| 4 | 65 | 18369,4 | 6296,5 | 19418,6 |
| 5 | 65 | 18369,4 | 6296,5 | 19418,6 |
| 6 | 62 | 17521,6 | 6005,9 | 18522,3 |
| 7 | 55 | 15543,3 | 5327,8 | 16431,1 |
| 8 | 70 | 19782,4 | 6780,8 | 20912,3 |
| 9 | 90 | 25434,5 | 8718,2 | 26887,2 |
| 10 | 100 | 28260,6 | 9686,9 | 29874,7 |
| 11 | 100 | 28260,6 | 9686,9 | 29874,7 |
| 12 | 96 | 27130,2 | 9299,4 | 28679,7 |
| 13 | 88 | 24869,3 | 8524,5 | 26289,7 |
| 14 | 95 | 26847,6 | 9202,6 | 28381,0 |
| 15 | 93 | 26282,4 | 9008,8 | 27783,5 |
| 16 | 90 | 25434,5 | 8718,2 | 26887,2 |
| 17 | 88 | 24869,3 | 8524,5 | 26289,7 |
| 18 | 90 | 25434,5 | 8718,2 | 26887,2 |
| 19 | 92 | 25999,8 | 8911,9 | 27484,7 |
| 20 | 90 | 25434,5 | 8718,2 | 26887,2 |
| 21 | 93 | 26282,4 | 9008,8 | 27783,5 |
| 22 | 93 | 26282,4 | 9008,8 | 27783,5 |
| 23 | 90 | 25434,5 | 8718,2 | 26887,2 |
| 24 | 80 | 22608,5 | 7749,5 | 23899,8 |

Таблица 10 – Суточный график нагрузок предприятия с учетом компенсации (лето)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  на плане | % РР.З. | Р, МВт | Q, Мвар | S, кВА |
| 1 | 62 | 17521,6 | 6005,9 | 18522,3 |
| 2 | 62 | 17521,6 | 6005,9 | 18522,3 |
| 3 | 51 | 14412,9 | 4940,3 | 15236,1 |
| 4 | 62 | 17521,6 | 6005,9 | 18522,3 |
| 5 | 62 | 17521,6 | 6005,9 | 18522,3 |
| 6 | 56 | 15825,9 | 5424,7 | 16729,8 |
| 7 | 48 | 13565,1 | 4649,7 | 14339,9 |
| 8 | 62 | 17521,6 | 6005,9 | 18522,3 |
| 9 | 80 | 22608,5 | 7749,5 | 23899,8 |
| 10 | 92 | 25999,8 | 8911,9 | 27484,7 |
| 11 | 92 | 25999,8 | 8911,9 | 27484,7 |
| 12 | 90 | 25434,5 | 8718,2 | 26887,2 |
| 13 | 84 | 23738,9 | 8137,0 | 25094,7 |
| 14 | 90 | 25434,5 | 8718,2 | 26887,2 |
| 15 | 88 | 24869,3 | 8524,5 | 26289,7 |
| 16 | 85 | 24021,5 | 8233,9 | 25393,5 |
| 17 | 82 | 23173,7 | 7943,3 | 24497,3 |
| 18 | 83 | 23456,3 | 8040,1 | 24796,0 |
| 19 | 84 | 23738,9 | 8137,0 | 25094,7 |
| 20 | 82 | 23173,7 | 7943,3 | 24497,3 |
| 21 | 87 | 24586,7 | 8427,6 | 25991,0 |
| 22 | 90 | 25434,5 | 8718,2 | 26887,2 |
| 23 | 85 | 24021,5 | 8233,9 | 25393,5 |
| 24 | 76 | 21478,1 | 7362,0 | 22704,8 |

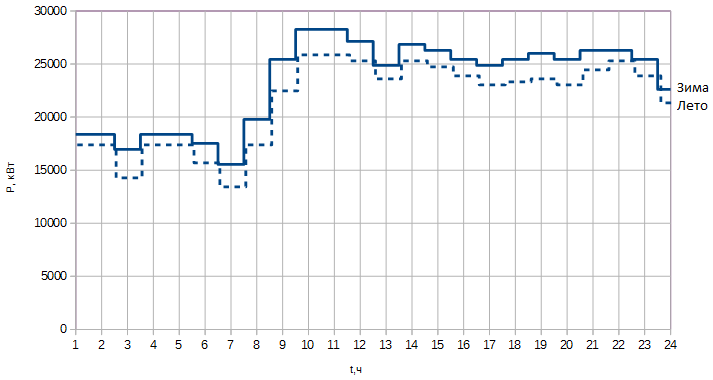


Рисунок 4.1 – Суточный график по активной мощности в процентах

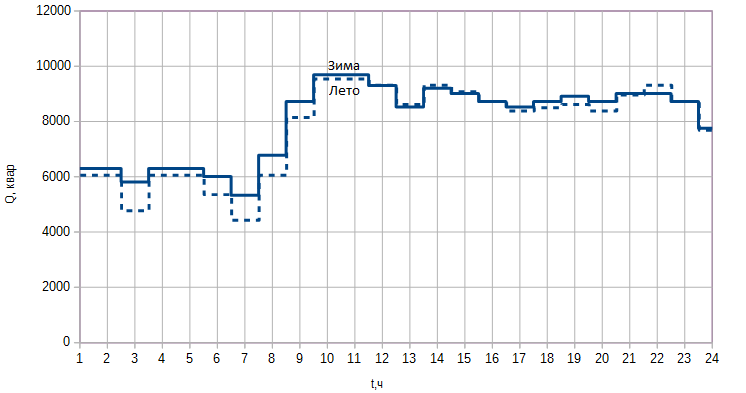


Рисунок 4.2 – Суточный график по реактивной мощности в процентах

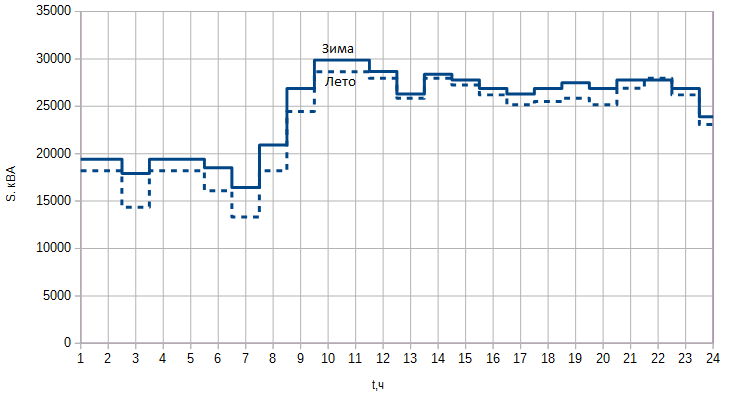


Рисунок 4.3 – Суточный график по полной мощности в процентах

На основании суточных графиков с учетом средневзвешенного коэффициента активной мощности строится суточный график полной мощности S, кВ∙А.

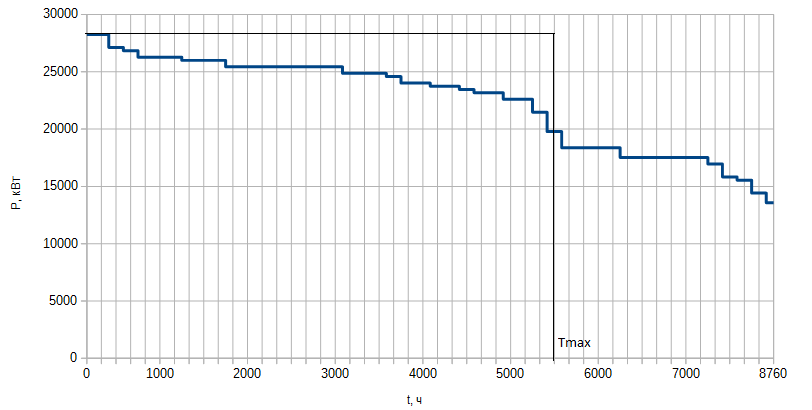


Рисунок 4.4 – Годовой график электрических нагрузок завода шахтного оборудования



## 4.4 Выбор силовых трансформаторов пункта приема электрической энергии

На подстанциях промышленных предприятий устанавливают, как правило, два трансформатора. Установка одного трансформатора допускается, если обеспечивается требуемая степень надёжности электроснабжения потребителей. Установка более двух трансформаторов должна быть подтверждена соответствующим технико-экономическим обоснованием. Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшийся в работе обеспечил питание полной нагрузки. В соответствии со стандартом в аварийных случаях трансформаторы классов напряжения до 110 кВ включительно допускают перегрузку на 40 % сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 4 ч в сутки. Перегрузка допускается при условии, что предшествующая нагрузка (за 10-часовой период) составляет не более 0,8 номинального значения и температура окружающего воздуха равна 20º С, выбор производится согласно ГОСТ 14.209 [7] и ПУЭ [1].

Мощность трансформаторов выбирается по полной среднеквадратичной мощности, определенной из суточного графика нагрузки, и проверяется на послеаварийную перегрузку.

При выборе типа трансформатора следует рассмотреть возможность использования трансформаторов с расщеплением обмотки НН на 6,3/11 кВ в том случае, если имеются равные заводские нагрузки на стороне и 6 кВ и 10 кВ или с целью ограничения токов КЗ. Из-за неравномерности графиков нагрузки, трансформаторы должны иметь РПН.

Выбор мощности силовых трансформаторов ПГВ производится по среднеквадратичной мощности графика перетока мощности через трансформатор с учетом допустимой нагрузки их в нормальном режиме и допустимой перегрузки в послеаварийном режиме [9].

Среднеквадратичная мощность рассчитывается по формулам:









Мощность одного трансформатора для n-трансформаторной подстанции:



Предварительно, выбираем трансформатор ТДН-16000/110 УХЛ1 с регулировкой напряжения на отключенном трансформаторе при помощи переключения без возбуждения (далее – ПБВ) и делаем проверку на эксплуатационную перегрузку.

Коэффициент предварительной загрузки К1:



Коэффициент послеаварийной перегрузки:



Коэффициент максимума:



По ГОСТ 14209-85, допустимый коэффициент аварийной перегрузки К2ДОП для силового трансформатора при коэффициенте предварительной загрузки К1 = 0,78 при длительности перегрузки 15 ч, (система охлаждения трансформатора Д, средняя годовая температура +8.4) К2ДОП = 1,4.

К2 < К2ДОП;

1,56 < 1,4

Условие не выполняется, поэтому выбираем трансформатор ТРДН-25000/110 с регулировкой напряжения под нагрузкой (РПН) и делаем проверку на эксплуатационную перегрузку.

Коэффициент предварительной загрузки К1:



Коэффициент послеаварийной перегрузки:



Коэффициент максимума:



К2 < К2ДОП;

1,0 < 1,4;

0,9∙Кmax = 0,9∙1,19 = 1,08 ≤ 1,0 ≤ 1,19 < 1,4.

Таким образом, условие  выполняется.

Условие по перегрузочной способности для трансформатора в послеаварийном режиме выполняется, следовательно, трансформаторы подобраны правильно.

### 4.5 Выбор схемы ввода высшего напряжения подстанции

На стороне низкого напряжения используются комплектные распределительные устройства (КРУ), выполненные из отдельных ячеек (шкафов), которые унифицированы и обеспечивают удобство обслуживания и монтажа.

Количество ячеек, присоединённых к секции шин, должно быть выбрано исходя из следующих потребностей:

– по одной ячейке на каждое проектируемое присоединение 10 кВ;

– ячейка с межсекционным выключателем;

– ячейка с измерительным трансформатором напряжения на каждой секции;

– ячейка с вводным выключателем и с трансформатором собственных нужд на каждой секции шин.

Схемы электрических соединений на стороне высшего напряжения подстанций желательно выполнять наиболее простыми в исполнении, для уменьшения риска ошибки персонала при производстве оперативных переключений. По той же причине лучше использовать современные ячейку КРУ типа D-12 «Классика» со встроенной электромагнитной и механической блокировкой.

Рекомендуется использовать схемы ГПП с установкой выключателей на стороне высшего напряжения, если имеются потребители электроэнергии первой категории.

Распределительное устройство на стороне высокого напряжения примем по схеме (рисунок:

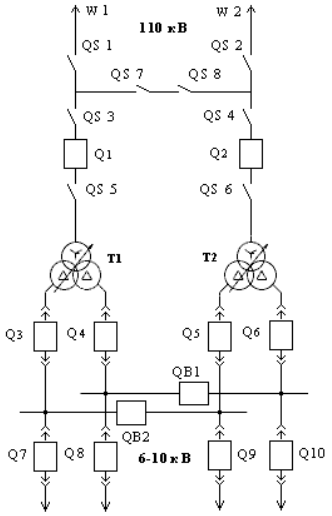


Рисунок 4.5 – Схема устройства высшего напряжения ППЭ

### 4.6 Выбор питающих линий электропередачи

Так как на заводе имеются электроприёмники первой категории, то из условия бесперебойности питания электроснабжение обеспечивается от двух независимых взаимно резервирующих друг друга источников питания. При прохождении ВЛ по территории городов и промышленных районов рекомендуется использовать двухцепные опоры. При этом электроприёмники первой категории резервируются по сети вторичного напряжения.

Выбор проводов осуществляется по следующим условиям:

- по нормированной (экономической) плотности тока;

- по условию образования короны;

- по длительно-допустимому току послеаварийного режима работы;

- по потерям напряжения.

При выборе необходимо учесть потери в трансформаторах.

Основные данные силового трансформатора представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные характеристики трансформаторов ПГВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип трансформатора | *Sном*, МВ∙А | *Uв,ном*, кВ | *Uн,ном*, кВ | *uк%* | Δ*Pк*, кВт | *Pх*, кВт | *Iх%* | Пределы регулирования |
| ТРДН-25000/110 | 25 | 115 | 6,3; 10,5 | 10,5 | 120 | 27 | 0,7% | ±9×1,78% |

Так как трансформаторы ПГВ выбраны, то необходимо учесть потери в них.





Расчетная мощность с учетом потерь в трансформаторе:



Ток в линии в нормальном режиме:

 А,

Ток в линии в послеаварийном режиме (ПАР):

 А,

Сечение провода рассчитывается по экономической плотности тока.

.

Экономическая плотность тока для алюминия при Тmax = 5496 ч равна JЭ = 0,8 А/мм2.

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного значения и выбирается провод марки АС-95/16 ().

Проверка сечения проводов по условию допустимого нагрева.

Проверку сечения проводов по условиям допустимого нагрева производят с учетом следующего неравенства:

,

.

Так как сечение провода для линии 110 кВ равно 95 мм2, то провод по потерям на «корону» не проверяется.

Таким образом, выбранные провода ВЛЭП-110 марки АС-95/16 удовлетворяет всем условиям проверки.

### 4.7 Выбор схемы распределительного устройства низшего напряжения пункта приема электрической энергии

Схема (рисунок 13) одна из наиболее распространенных, применяется для трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой мощностью до 63 МВ·А с вторичным напряжением 6–10 кВ. Поэтому выбираем схему распределительного устройства на стороне низкого напряжения:

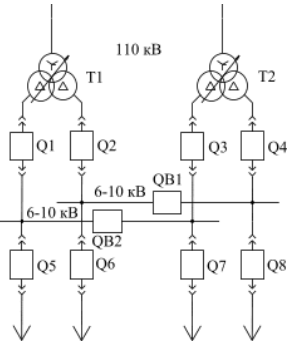


Рисунок 13 – Схема распределительного устройства низшего напряжения ПГВ

## 5 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

### 5.1 Общие принципы формирования схемы системы распределения

В систему распределения СЭС предприятия входят:

– РУ низкого напряжения ППЭ;

– цеховые комплектные трансформаторные подстанции (КТП);

– РП 6(10) кВ и ЛЭП (КЛЭП и токопроводы).

Схемы электрических сетей должны обеспечивать надежность питания потребителей электрической энергии, быть удобными в эксплуатации. При этом затраты на сооружение линий должны быть минимальными, расход проводникового материала и потери электроэнергии – по возможности минимизированы. Внутризаводское распределение электрической энергии выполняются по радиальным или магистральным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузки, их значений, требуемой степени надежности питания и других особенностей объекта. Радиальные схемы целесообразны для питания мощных РП и наиболее ответственных электроприёмников. Магистральные схемы целесообразны при упорядоченном (близком к линейному) расположении КТП на территории завода, благоприятствующем возможно более прямому прохождению магистралей от источника питания до КТП без обратных перетоков энергии и длинных обходов. Число трансформаторов, присоединённых к одной магистрали, зависит от их мощности и надежности питаемого объекта. При большом числе трансформаторов слишком заглубляется максимальная токовая защита (МТЗ) на головном участке магистрали, и она может оказаться не чувствительной при коротком замыкании в трансформаторе. Количество подключённых КТП не должно превышать трёх-четырёх.

Первое, что необходимо сделать – это выбрать рациональное напряжение системы распределения, то есть 6 или 10 кВ.

### 5.2 Выбор класса напряжения системы распределения

Напряжение распределения, выбираем исходя из следующих условий:

Если мощность ЭП составляет от суммарной мощности предприятия менее 10-15 %, тораспределения принимается равным , а электроприемники на напряжение  получают питание через понижающие трансформаторы .

Если мощность электроприемников  составляет от суммарной мощности предприятия более 40 %, то  распределения принимается равным .

В остальных случаях процентного соотношения нагрузок вопрос выбора рационального напряжения следует решать на основе экономического сравнения вариантов.

Так как на проектируемом предприятии электроприемники напряжением 6 кВ отсутствуют, но есть оборудование на напряжение 10 кВ, то выбираем напряжение распределения равным 10 кВ.

## 5.3 Общие принципы формирования схемы системы распределения

Внутризаводское распределение электрической энергии выполняются по радиальным или магистральным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузки, их значений, требуемой степени надежности питания и других особенностей объекта. Радиальными называются схемы, в которых электроэнергию от ГПП передают прямо к цеховой подстанции без ответвлений питания других потребителей.

Магистральные схемы целесообразны при упорядоченном (близком к линейному) расположении КТП на территории завода, благоприятствующем возможно более прямому прохождению магистралей от источника питания до КТП без обратных перетоков энергии и длинных обходов. В практике проектирования предприятий редко встречаются только магистральные или только радиальные схемы. Крупные и ответственные потребители обычно питаются по радиальной схеме, а средние и мелкие потребители по магистральному принципу. Это называется смешанной схемой.

Распределительные пункты (РП) 10 кВ служат для передачи электроэнергии без трансформации. Экономически целесообразно использование РП на больших по площади территориях и если от него отходят не менее 8-10 потребителей. Для нашего проекта от использования РП отказываемся. Для маломощных потребителей (150 – 200 кВ∙А) установка трансформаторов не предусматривается, электроприемники цеха получают питание с шин ближайшей ТП кабельными ЛЭП 0,4 кВ.

При проектировании будем использовать комплектные трансформаторные подстанции (КТП), транспортируемые в собранном виде до места установки со всем оборудованием.

Размещать ТП будем исходя из того, что необходимо максимально обхватить территорию цеха, но при этом свести к минимуму затраты на коммуникационное оборудование внутри цеха, а также максимально уменьшить линии к ПГВ. В условиях взрывоопасной, жаркой и агрессивной среды, цеховые ТП не будут иметь сообщения в цеху, а огорожены глухой стенкой и иметь отдельный вход с наружи здания либо пристроены с наружи здания.

### 5.4 Выбор мощности и места размещения цеховых трансформаторных подстанций

Произведем выбор цеховых трансформаторных подстанций. Будем принимать к установке комплектные трансформаторные подстанции (КТП). При выборе числа и мощности трансформаторов будем учитывать условия резервирования потребителей.

Определение мощности трансформаторов производим исходя из оптимальной их загрузки в нормальном режиме [7].

При этом мощность трансформаторов (SТР) определяется по полной мощности цеха (SЦ) за максимально загруженную смену с учетом требований по надежности электроснабжения

|  |  |
| --- | --- |
|  | (40) |

где N – число трансформаторов, о.е.; К3 – коэффициент оптимальной загрузки трансформаторов при работе в нормальном режиме, о.е.

Для трансформаторов цеховых подстанций следует, как правило, принимать следующие коэффициенты оптимальной загрузки [7]:

– для цехов с преобладающей нагрузкой 1-й категории – 0,65–0,7;

– для цехов с преобладающей нагрузкой 2-й категории – 0,7–0,8;

– для цехов с преобладающей нагрузкой 3-й категории – 0,9–1,0.

При выборе мощности трансформаторов следует стремиться к установке трансформаторов не более трех-четырех мощностей. Это облегчает замену поврежденных трансформаторов и ведет к сокращению складского резерва трансформаторов. Выбранные трансформаторы необходимо проверить на перегрузочную способность [9].

Если нагрузка цеха не превышает 150–200 кВ∙А, то в данном цехе ТП не предусматриваем, а электроприемники цеха включаются с шин ближайшей ТП по сети 0,4 кВ.

Порядок выбора мощности и расчета потерь в трансформатора рассмотрим на примере цеха № 9 (сборочный цех).

Расчетная мощность трансформатора данного цеха:



Так как распределительные (цеховые) трансформаторы 10/0,4 выпускаются мощностью до 2500 кВ∙А, то необходимо определить число трансформаторов для обеспечения питания данного цеха при условно заданной мощности 1600 кВ∙А.



Таким образом, для электроснабжения цеха № 9, относящегося ко второй категории по надежности электроснабжения (таблица 2), необходимо установить одну двухтрансформаторную подстанцию с трансформаторами номинальной мощностью по 1600 кВ∙А.

Выбираем для установки в цехе № 9 подстанцию типа 2КТП-СЭЩ-П-1600/10/0,4-УЗ [10], укомплектованную силовыми масляными трансформаторами герметичного исполнения ТМГ-СЭЩ-1600/10/0,4 У3 [10].

В дальнейшем (при построении схемы транспорта электроэнергии) определим тип устройства высокого напряжения КТП.

Проверка трансформаторов на перегрузочную способность:

,

.

Данные трансформаторы обеспечивают резервирование.

Результаты выбора числа, мощности цеховых трансформаторных подстанций и коэффициентов их загрузки в нормальном и послеаварийном режимах сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Число и мощность цеховых ТП 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование цеха | ,  кВ·А | Число и мощность КТП |  |  |
| Склад комплектующих изделий | 56,8 | СП1 | - | - |
| Кузнечный цех | 1204,3 | 2КТП-СЭЩ-П-1000/10/0,4-УХЛ1 | 0,6 | 1,204 |
| Чугунолитейный цех | 1456,1 | 2КТП-СЭЩ-П-1000/10/0,4-УХЛ1 | 0,73 | 1,46 |
| Очистные сооружения | 1091,3 | 2КТП-СЭЩ-П-1000/10/0,4-УХЛ1 | 0,54 | 1,09 |
| Насосная | 2986,0 | 2КТП-СЭЩ-П-2500/10/0,4-УХЛ1 | 0,6 | 1,19 |
| Кислородная станция | 1593,2 | 2КТП-СЭЩ-П-1250/10/0,4-УХЛ1 | 0,637 | 1,274 |
| Цех термообработки | 1527,9 | 2КТП-СЭЩ-П-1250/10/0,4-УХЛ1 | 0,611 | 1,222 |
| Испытательная станция | 1231,6 | 2КТП-СЭЩ-П-1000/10/0,4-УХЛ1 | 0,616 | 1,232 |
| Сборочный цех | 2297,2 | 2КТП-СЭЩ-П-1600/10/0,4-УХЛ1 | 0,72 | 1,44 |
| Сталелитейный цех | 1242,0 | 2КТП-СЭЩ-П-1000/10/0,4-УХЛ1 | 0,621 | 1,242 |
| ЦЗЛ | 119,0 | СП2 | - | - |
| РМЦ | 575,5 | 1КТП-СЭЩ-П-630/10/0,4-УХЛ1 | 0,91 | - |
| Компрессорная станция | 684,7 | 2КТП-СЭЩ-П-630/10/0,4-У3 | 0,54 | 1,09 |
| Блок складов | 103,8 | СП3 | - | - |
| Административный корпус, маркетинг | 102,2 | СП4 | - | - |
| Бытовые помещения | 115,6 | СП5 | - | - |
| Гараж | 106,5 | СП6 | - | - |
| Магазин | 41,3 | СП7 | - | - |
| Медпункт | 76,3 | СП8 | - | - |
| Столовая | 108,5 | СП9 | - | - |

Размещать цеховые подстанции необходимо, по возможности, в центре электрических нагрузок (ЦЭН) цеха. При отсутствии места в ЦЭН допускается их смещение в сторону питания. При наличии в цехе пожаро-взрывоопасных зон и химически агрессивных сред размещение ТП не допускается [1].

В этом случае необходимо сооружать пристроенные или отдельно стоящие подстанции.

### 5.5 Потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций

Рассчитаем потери в трансформаторах. Потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе определяются по формулам:





где , , ,  – потери холостого хода и короткого замыкания.

Таблица 13 – Справочные характеристики трансформаторов 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип трансформатора | ,  % | % | кВт | кВт |
| ТМГ-1000/10/0,4 | 1,4 | 5,5 | 2,45 | 11 |
| ТМГ-1600/10/0,4 | 1,3 | 5,5 | 3,3 | 16,5 |
| ТМГ-630/10/0,4 | 2 | 5,5 | 1,05 | 7,8 |
| ТМГ-400/10/0,4 | 2,1 | 4,5 | 0,83 | 5,5 |
| ТМГ-2500/10/0,4 | 1 | 6,5 | 3,85 | 23,5 |
| ТМГ-250/10/0,4 | 1,9 | 5 | 0,55 | 4,2 |
| ТМГ-1250/10/0,4 | 1,5 | 5,5 | 1,6 | 14,7 |

Расчет произведем на примере сборочного цеха.

Марка трансформаторов ТМГ-1600/10/0,4.

, , , , .

Потери холостого хода и короткого замыкания:

 кВ·Ар;

 кВ·Ар.

Потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе для нормального режима работы:

 кВт;

 кВ·Ар.

Расчет потерь мощностей для трансформаторов остальных цехов сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Потери в трансформаторах 10/0,4 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № цеха на плане | Тип трансформа-тора | кВт | кВт | кВ·Ар | кВ·Ар | кВт | кВ·Ар | кВ·А |
|  | СП1 | - | - | - | - | - | - | - |
|  | ТМГ-1000/10/0,4 | 2,45 | 11 | 14,0 | 55,0 | 6,88 | 37,9 | 38,52 |
|  | ТМГ-1000/10/0,4 | 2,45 | 11 | 14,0 | 55,0 | 7,83 | 42,7 | 43,37 |
|  | ТМГ-1000/10/0,4 | 2,45 | 11 | 14,0 | 55,0 | 6,50 | 36,0 | 36,60 |
|  | ТМГ-2500/10/0,4 | 3,85 | 23,5 | 25,0 | 162,5 | 11,93 | 79,3 | 80,14 |
|  | ТМГ-1250/10/0,4 | 1,6 | 14,7 | 18,8 | 68,8 | 6,18 | 51,4 | 51,82 |
|  | ТМГ-1250/10/0,4 | 1,6 | 14,7 | 18,8 | 68,8 | 5,94 | 50,3 | 50,68 |
|  | ТМГ-1000/10/0,4 | 2,45 | 11 | 14,0 | 55,0 | 6,99 | 38,4 | 39,06 |
|  | ТМГ-1600/10/0,4 | 3,3 | 16,5 | 20,8 | 88,0 | 10,88 | 64,4 | 65,32 |
|  | ТМГ-1000/10/0,4 | 2,45 | 11 | 14,0 | 55,0 | 7,02 | 38,6 | 39,24 |
|  | СП2 | - | - | - | - | - | - | - |
|  | ТМГ-630/10/0,4 | 1,05 | 7,8 | 12,6 | 34,7 | 5,33 | 39,5 | 39,90 |
|  | ТМГ-630/10/0,4 | 1,05 | 7,8 | 12,6 | 34,7 | 3,24 | 30,3 | 30,42 |
|  | СП3 | - | - | - | - | - | - | - |
|  | СП4 | - | - | - | - | - | - | - |
|  | СП5 | - | - | - | - | - | - | - |
|  | СП6 | - | - | - | - | - | - | - |
|  | СП7 | - | - | - | - | - | - | - |
|  | СП8 | - | - | - | - | - | - | - |
|  | СП9 | - | - | - | - | - | - | - |

### 5.6 Транспорт электрической энергии в системе распределения

По территории завода распределение электрической энергии осуществляется кабельными линиями.

При выборе способа прокладки силовых кабелей, согласно [7], необходимо учитывать следующие рекомендации:

– при прокладке в земле в одной траншее допускается прокладывать не более шести кабелей;

– при числе кабелей более 20 рекомендуется прокладка на эстакадах.

Прокладка кабельных линий в траншеях не допускается при агрессивных грунтах и при возможных разливах расплавленных металлов [1]. Для передачи в одном направлении мощности более 15–20 МВ∙А рекомендуется применять токопроводы [1].

Трассы кабельных линий электропередачи приведены на рисунке 14.

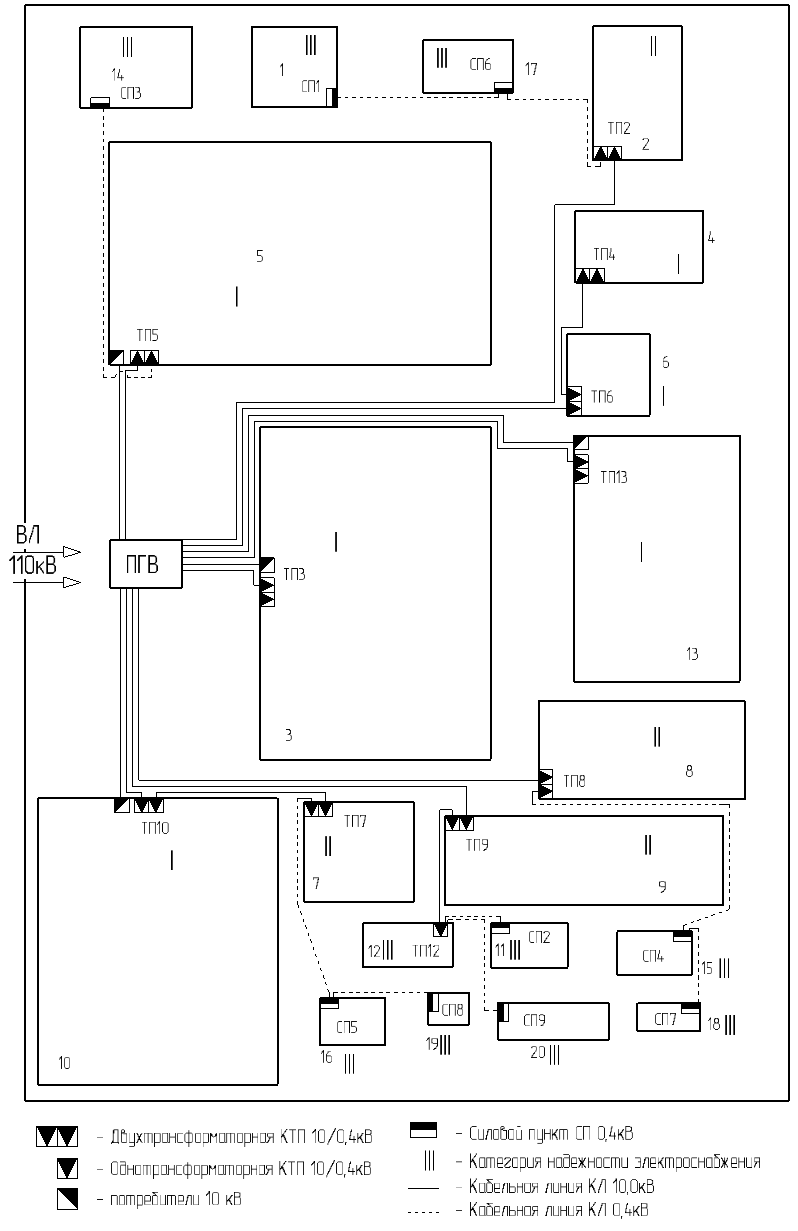


Рисунок 14 – Схема транспортировки электрической энергии по территории завода шахтного оборудования

### 5.7 Выбор сечения и марки проводников системы распределения

Сечение жил кабеля должно соответствовать допустимой токовой нагрузке для участка трассы с наихудшими условиями охлаждения. Выбор сечения кабельных линий производится в соответствии с требованиями [1] с учетом нормальных и послеаварийных режимов работы электрической сети и перегрузочной способности кабелей различной конструкции.

При прокладке кабельных линий в земле допустимая токовая нагрузка на жилу кабеля в нормальном режиме определяется по выражению

|  |  |
| --- | --- |
|  | (41) |

где  – поправочный коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды;  – поправочный коэффициент, учитывающий количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле; IТ – допустимая токовая нагрузка на жилу кабеля по таблицам [1] для различных марок и условий прокладки кабеля.

При проверке сечения кабеля по условиям послеаварийного режима для кабельных линий напряжением до 10 кВ необходимо учитывать допустимую перегрузку.

Допустимая токовая нагрузка на жилу кабеля в послеаварийном режиме определяется по выражению

|  |  |
| --- | --- |
|  | (42) |

где  – коэффициент допустимой перегрузки, который зависит от вида изоляции кабеля.

Выберем кабели линии от ПГВ до цеха №5 (насосная).

В цехе установлена двухтрансформаторная подстанция (КТП 2х2500).

Расчетный ток линии в нормальном режиме



где nКТП – число КТП, установленных в цехе; nТР – число трансформаторов, установленных в цехе.

В послеаварийном режиме – ток линии сразу всей КТП:



Выбор кабеля производим по нагреву током нормального режима с учетом поправочных коэффициентов.

По таблице стандартных сечений предварительно намечаем кабель сечением 70 мм2 с допустимым длительным током 210 А.





где IТ = 210 А – допустимая токовая нагрузка на жилу кабеля по таблицам ПУЭ для токопроводящей алюминиевой жилы сечением 70 мм2 с изоляцией из сшитого полиэтилена, А; k2 = 0,9 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле; k1 – поправочный коэффициент для кабелей в зависимости от удельного теплового сопротивления земли (для нормальной почвы k1 = 1); kп = 1,1 – коэффициент перегрузки (при послеаварийном режиме для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена – 10 %). По послеаварийной перегрузке кабель проходит.

Окончательно принимаем кабель марки 3АПвПг-1х70. После расчета тока короткого замыкания данный кабель проверяется на термическую стойкость.

Результаты расчетов по выбору и проверке кабельных линий электропередачи цехов сведены в таблицу 15.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 15 – Выбор кабельных линий системы распределения | Марка кабеля | АВВГнг-0,4-4х50 | 6АПвПГ-10-1х35 | 6АПвПГ-10-1х35 | 6АПвПГ-10-1х35 | 6АПвПГ-10-1х70 | 6АПвПГ-10-1х70 | 6АПвПГ-10-1х35 | 6АПвПГ-10-1х35 | 6АПвПГ-10-1х70 | 6АПвПГ-10-1х70 | АВВГнг-0,4-4х150 | 3АПвПГ-10-1х16 | 6АПвПГ-10-1х16 | АВВГнг-0,4-4х95 | АВВГнг-0,4-4х185 | АВВГнг-0,4-4х240 | АВВГнг-0,4-4х240 | АВВГнг-0,4-4х35 | АВВГнг-0,4-4х70 | АВВГнг-0,4-4х150 | 6АПвПГ-10-1х70 | 6АПвПГ-10-1х120 | 6АПвПГ-10-1х70 | 6АПвПГ-10-1х95 |
| Iдоп.пар,  А | 199,7 | 118,0 | 118,0 | 141,6 | 228,7 | 190,6 | 133,7 | 125,8 | 203,3 | 203,3 | 370,3 | 90,8 | 68,1 | 357,0 | 471,9 | 562,7 | 562,7 | 157,3 | 254,4 | 390,3 | 190,6 | 321,3 | 203,2 | 231,4 |
| Iдоп.нр,  А | 181,5 | 107,3 | 107,3 | 128,7 | 207,9 | 173,3 | 121,6 | 114,4 | 184,8 | 184,8 | 336,6 | 82,5 | 61,9 | 324,5 | 429,0 | 511,5 | 511,5 | 143,0 | 231,0 | 336,6 | 173,3 | 292,1 | 184,8 | 210,4 |
| КП | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| К2 | 1,0 | 0,75 | 0,75 | 0,90 | 0,90 | 0,75 | 0,85 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,90 | 1,0 | 0,75 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,9 | 0,75 | 0,90 | 0,80 | 0,75 |
| К1 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Fст, мм2 | 50 | 35 | 35 | 35 | 70 | 70 | 35 | 35 | 70 | 70 | 150 | 16 | 16 | 95 | 185 | 240 | 240 | 35 | 70 | 150 | 70 | 125 | 70 | 95 |
| Iр.пар,  А | 164,0 | 84,2 | 80,1 | 60,0 | 175,6 | 147,6 | 94,6 | 75,6 | 170,5 | 162,9 | 343,5 | 44,2 | 37,6 | 299,6 | 414,2 | 554,0 | 471,4 | 119,0 | 220,2 | 313,2 | - | - | - | - |
| Ip.нр,  А | 82,0 | 42,1 | 40,0 | 30,0 | 87,8 | 73,8 | 47,3 | 37,8 | 85,2 | 81,4 | 171,8 | 22,1 | 18,8 | 149,8 | 207,1 | 277,0 | 235,7 | 59,6 | 110,1 | 156,6 | 1625,5 | 273,8 | 189,2 | 192,5 |
| Sp,  кВ·А | 56,8 | 1367,6 | 1456,1 | 1091,3 | 3089,8 | 2684,5 | 1719,8 | 1375,1 | 3100,2 | 2961,8 | 119,0 | 803,0 | 684,7 | 103,8 | 143,5 | 191,9 | 163,3 | 41,30 | 76,3 | 108,5 | 2596,0 | 4980,0 | 3440,0 | 3500,0 |
| Кабельная линия | СП6-СП1 | ПГВ-ТП2 | ПГВ-ТП3 | ТП6-ТП4 | ПГВ-ТП5 | ПГВ-ТП6 | ТП10-ТП7 | ПГВ-ТП8 | ПГВ-ТП9 | ПГВ-ТП10 | ТП12-СП2 | ТП9-ТП12 | ПГВ-ТП13 | ТП5-СП3 | ТП8-СП4 | ТП7-СП5 | ТП2-СП6 | СП4-СП7 | СП5-СП8 | ТП12-СП9 | ПГВ-Н3 | ПГВ-Н5 | ПГВ-Н10 | ПГВ-Н13 |
| № | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение коротких замыканий (КЗ) в сети. Для снижения ущерба, обусловленного выходам из строя электрооборудования при протекании КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения, необходимо правильно определить токи КЗ и после чего выбрать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов КЗ. При возникновении КЗ имеет место увеличение токов в фазах системы по сравнению с их значениями в нормальном режиме работы.

Определение токов КЗ зависит от требований к точности результатов, от исходных данных и цели расчета. В общем случае токи КЗ определяются переходными процессами в электрических цепях. Расчет токов КЗ в электрических сетях промышленных предприятий несколько отличается от расчетов, осуществляемых в электрических сетях и системах. Это объясняется возможностью не выделять (не учитывать) турбо- и гидрогенераторы электростанций, подпитку от нескольких источников питания, работу разветвленных сложных кольцевых схем, свойства дальних ЛЭП, действительные коэффициенты трансформации.

Для выбора аппаратов и проводников, для определения воздействия на несущие конструкции при расчете токов КЗ исходят из следующих положений:

* все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки, работают с номинальной нагрузкой;
* синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства быстродействующей форсировки возбуждения;
* короткое замыкание наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ имеет наибольшее значение;
* электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе;
* расчетное напряжение каждой ступени принимают на 5% выше номинального напряжения сети.

Расчётным видом для выбора или проверки электрооборудования обычно является трёхфазное короткое замыкание. Для решения большинства технических задач вводят допущения, которые не дают существенных погрешностей:

* не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчётную схему;
* трёхфазная сеть принимается симметричной;
* не учитываются токи нагрузки;
* не учитываются ёмкостные токи в ВЛ и КЛ;
* не учитывается насыщение магнитных систем;
* не учитываются токи намагничивания трансформатора.

Учитывают влияние на токи КЗ присоединенных к данной сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей. Влияние асинхронных электродвигателей на токи КЗ не учитывают:

* при единичной мощности электродвигателей до 100 кВт;
* если электродвигатели отдалены от места КЗ ступенью трансформации.

В электроустановках напряжением выше 1000 В учитывают индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, токопроводов. Активное сопротивление следует учитывать только для воздушных линий с проводами малых площадей сечений и стальными проводами, а также для протяжённых кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

В электроустановках напряжением до 1000 В учитывают индуктивные и активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи. При этом следует отметить, что влияние сопротивления энергосистемы на результаты расчета токов КЗ на стороне до 1000 В невелико. Поэтому в практических расчётах сопротивлением на стороне 10 кВ часто пренебрегают, считая его равным нулю. В случае питания электрических сетей напряжением до 1000 В от понижающих трансформаторов при расчете токов КЗ следует исходить из условия, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его номинальному значению.

Требования к расчёту токов КЗ для релейной защиты и системной автоматики несколько отличаются от требований к расчёту для выбора аппаратов и проводников. Требования к точности расчётов токов КЗ для выбора заземляющих устройств невысоки из-за низкой точности методов определения других параметров, входящих в расчёт заземляющих устройств (например, удельного сопротивления грунта). Поэтому для выбора заземляющих устройств допускается определять значения токов КЗ приближенным способом.

Расчётная схема для определения токов КЗ (рисунок 15) представляет собой схему в однолинейном исполнении, в которую введены элементы оказывающие влияние на ток КЗ, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ. Расчётная схема должна учитывать перспективу развития внешних сетей и генерирующих источников, с которыми электрически связывается рассматриваемая установка.

По расчётной схеме составлена схема замещения (рисунок 15), в которой трансформаторные связи заменяют электрическими. Элементы системы электроснабжения, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ, вводят в схему замещения сопротивлениями, а источники энергии – сопротивлениями и ЭДС. Сопротивления и ЭДС схемы замещения должны быть приведены к одной ступени напряжения.

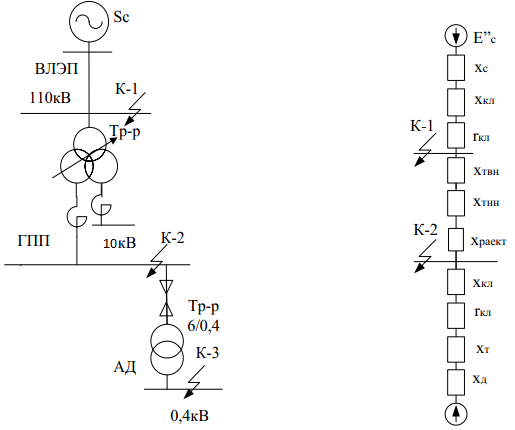


Рисунок 15 – Электрическая схема и схема замещения

Определим токи симметричного трехфазного замыкания методом эквивалентных ЭДС [11].

Расчет производим исходя из следующих положений. Все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки, работают с номинальной нагрузкой. Синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства быстродействующей форсировки возбуждения. Короткое замыкание наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ имеет наибольшее значение. Электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе. Расчетное напряжение каждой ступени принимают на 5 % выше номинального напряжения сети (среднее номинальное напряжение).

При расчете токов КЗ на напряжении выше 1000 В учитываем только сопротивления линий электропередачи и обмоток электрических машин, реакторов. Сопротивлениями контактов, шин, трансформаторов тока и т.д. пренебрегаем в виду их малости.

Расчет будем вести в относительных единицах, приведенных к базисным условиям.

Принимаем за базисное условие Sб=Sтр=25 МВ∙А; Uб1=115 кВ; IК=7 кА.

Базисный ток



Сопротивление системы



Сопротивление воздушной линии





где r0=0,3007 Ом/км – удельное активное сопротивление линии, провод АС-95/16 [3, табл. 3.29]; x0=0,43 Ом/км – удельное реактивное сопротивление линии, провод АС-95/16 [3, табл. 3.29]; l – длина линии (исходные данные 2,0 км.).

**Точка К-1**

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки К–1

**

**



Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1

.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ



Ударный коэффициент для времени t=0,01c.



Ударный ток КЗ



**Точка К-2**

Принимаем за базисное условие Sб=25 МВ∙А; Uб2=10,5 кВ.



Сопротивление трансформатора:







Поскольку в системе электроснабжения значительную долю нагрузки составляют электрические двигатели, которые дают подпитку результирующему току КЗ, принимаем решение установить токоограничивающий реактор для уменьшения величины тока КЗ с целью облегчения условий коммутации в распределительной сети.

Выбираем реактор РБДГ-10-1000-0,25У3 с номинальным индуктивным сопротивлением

**

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки К–2

**

**

****

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ



Ударный коэффициент для времени t=0,01c.



Ударный ток



Ток подпитки АД учитываем при одном включенном секционном выключателе.

Тип АД (цех №3): 4АЗМ-1250/10000-УХЛ4, общее число двигателей 2 шт, SДВ = 1420 кВ∙А, х’d = 0,2 о.е., ЕАД = 0,9 о.е. Согласно таблице 15 двигатели запитаны кабелем сечением 70 мм2.

Сопротивление кабельной линии ГПП-АД-1250:

**

**

где r0 = 0,443 Ом/км и x0 = 0,086 Ом/км – удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии 10 кВ, питающей среднестатистический двигатель 4АЗМ-1250/10000-УХЛ4.

**

Ток одного двигателя ГПП:

**

Тип АД (цех №5): 4АЗМ-2000/10000-УХЛ4, общее число двигателей 2 шт, SДВ = 2247 кВ∙А, х’d = 0,2 о.е., ЕАД = 0,9 о.е. Согласно таблице 15 двигатели запитаны кабелем сечением 120 мм2.

Сопротивление кабельной линии ГПП-АД-2000:

**

**

где r0 = 0,258 Ом/км и x0 = 0,081 Ом/км – удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии 10 кВ, питающей среднестатистический двигатель 4АЗМ-2000/10000-УХЛ4.

**

Ток одного двигателя ГПП:

**

Тип АД (цеха №10 и №13): 4АЗМ-1600/10000-УХЛ4, общее число двигателей 4 шт, SДВ = 1818 кВ∙А, х’d = 0,2 о.е., ЕАД = 0,9 о.е. Согласно таблице 15 двигатели запитаны кабелем сечением от 70 до 95 мм2. Для расчетов примем наименьшие значения сопротивления, т.е. АПвПг – 1х95.

Сопротивление кабельной линии ГПП-АД-1600:

**

**

где r0 = 0,329 Ом/км и x0 = 0,089 Ом/км – удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии 10 кВ, питающей среднестатистический двигатель 4АЗМ-1600/10000-УХЛ4.

**

Ток одного двигателя ГПП:

**

Подпитка рассчитывается при одном включенном секционном выключателе. Результирующее значение периодической составляющей тока КЗ с учетом подпитки от электродвигателей:

**

Ударный ток КЗ в точке К–2:



где kуд – ударный коэффициент (по таблице 6.3) [11].

Точка К-3

Расчет проводим в именованных единицах. Систему принимаем системой бесконечной мощности, сопротивление системы равно нулю.

Сопротивление силового трансформатора ТМ-2500





Сопротивление трансформатора тока не учитываем.

Сопротивление выключателя

*rкв*= 0,1 мОм; *xкв*= 0,05 мОм.

Сопротивление контактов:

― для контактных соединений шинопроводов: *rкш* = 0,01 мОм;

― для контактных соединений коммутационного аппарата: *rк.к*=0,5 мОм.

Сопротивление дуги: *rд* = 3 мОм

Сопротивление шинопровода:

*rш*= 0,016 мОм; *xш*= 0,007мОм.

Результирующее сопротивление схемы замещения







Ток трехфазного КЗ в точке К3



Ударный ток



Таблица 16 – Расчет токов короткого замыкания

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Точка КЗ | Напряжение UН, кВ | Iпо, кА | iуд, кА | kУД |
| К – 1 | 110,0 | 6,7 | 18,86 | 1,55 |
| К – 2 | 10,0 | 7,47 | 19,01 | 1,95 |
| К – 3 | 0,4 | 38,75 | 61,2 | 1,3 |

***Определение расчетных токов для релейной защиты***

В отличие от выбора оборудования, в процессе которого рассчитывается максимальный ток КЗ, в релейной защите необходим также расчет минимального тока КЗ, как наихудшего случая для проверки чувствительности выбранной аппаратуры РЗ.

Расчет минимального тока КЗ предполагает учет:

- влияния работы системы в минимальном режиме с параметрами ;

- влияния РПН трансформатора ГПП (при изменении положения РПН меняется результирующее сопротивление трансформатора);

- уменьшение токов при КЗ через переходное сопротивление – дугу (учитывается на стороне 0,4-0,69 кВ);

Рис. 17

- влияние двухфазного КЗ (в общем виде учитывается как ) по отношению к трехфазному.

***Расчет токов КЗ*** производится в именованных единицах.

Выбираем базисные величины: SБ = 25 МВ·А (соответствует мощности системы),  кВ.

Сопротивление системы, приведенное к базисным условиям: 

В минимальном режиме работы системы её сопротивление увеличивается на 30% и составит:

Сопротивление воздушной линии





При определении минимального первичного тока будем считать, что одна линия отключена.

Результирующее индуктивное сопротивление схемы замещения до точки К-1:

Рис. 18

Рис. 18



Полное сопротивление до точки К1:







Определим максимальное и минимальное сопротивление трансформатора ТРДН-25000/110/10 по выражению:



; , напряжения, соответствующие крайним ответвлениям, равны: , .

Тогда

;

.

Максимальный и минимальный первичные токи, проходящие через защищаемый трансформатор при коротком замыкании между тремя фазами на шинах 10 кВ:



## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Все элементы системы электроснабжения выбираются по номинальным параметрам при нормальном режиме работы системы электроснабжения и должны соответствовать условиям окружающей среды [7].

Номинальное напряжение аппарата соответствует классу его изоляции. Условие выбора:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (43) |

где UН.А – номинальное напряжение аппарата, кВ; UН.С – номинальное напряжение сети, кВ.

При протекании тока аппарат должен работать длительное время без допустимого перегрева.

Условие выбора:

|  |  |
| --- | --- |
|  | *(44)* |

где IН.А – номинальный ток аппарата, А; Iр.max – наибольший ток утяжеленного режима сети, А.

Основные условия проверки элементов в аварийном режиме:

– электродинамическая стойкость

|  |  |
| --- | --- |
|  | (45) |

где iдин – ток электродинамической стойкости аппарата, кА; iуд – ударный ток при коротком замыкании в сети, кА.

– термическая стойкость

|  |  |
| --- | --- |
|  | (45) |

где IТ – ток термической стойкости аппарата, кА; tТ – допустимое время протекания тока КЗ, с; ВК – тепловой импульс, кА2∙с.

– коммутационная способность

|  |  |
| --- | --- |
|  | (46) |

где Iотк.а – ток отключения аппарата, кА; IП0 – начальное значение периодической составляющей КЗ, кА.

### 7.1 Выбор и проверка основного высоковольтного оборудования

***Выбор и проверка выключателей 110 кВ***

Ток в питающей линии ВЛ-110 в нормальном режиме,

 А,

Ток в линии в послеаварийном режиме (ПАР):

 А,

Предварительно выбираем элегазовый баковый выключатель марки ВЭБ-110II УХЛ1 с пружинным приводом ППрК-2400.

Тогда тепловой импульс равен:



где  – постоянная времени затухания апериодической составляющей;

– время отключения КЗ (сумма времени действия основной защиты трансформатора (дифференциально-фазная защита от всех видов КЗ) и времени отключения выключателя [11].

Таблица 17 – Проверка высоковольтных выключателей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Расчетный параметр цепи | Каталожные данные  аппарата | Условия выбора  и проверки |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

Вывод: выключатель по условиям проверки проходит.

***Выбор и проверка разъединителей 110 кВ***

Разъединители используются для создания видимого разрыва, а так же для отключения зарядных токов ВЛ и токов намагничивания трансформатора.

Предварительно выбираем разъединитель марки РНДЗ-2-110/1000У1 – разъединитель наружной установки, двухколонковый, с заземляющими ножами.

Таблица 18 – Выбор разъединителя 110 кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Расчетный параметр цепи | Каталожные данные  аппарата | Условия выбора  и проверки |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

Вывод: разъединитель по условиям проверки проходит.

***Выбор и проверка выключателей 10,0 кВ***

Выбираем выключатель на отводе трансформатора ТРДН-25000/110.

Максимальный рабочий ток (мощность после компенсации реактивной мощности):

Максимальный рабочий ток



Ток в послеаварийном режиме:



После нахождения токов на вводах 10 кВ необходимо определиться с выбором типа ячеек КРУ.

Предварительно выбираем для установки шкафы КРУ марки D-12Р «Классика»

Предварительно выбираем вакуумный выключатель VD4-10, компании ABB.

Определим для выключателя ток при полуторократной перегрузке трансформатора ПГВ



Тепловой импульс:



где – постоянная времени затухания апериодической составляющей.

– время отключения КЗ (сумма времени действия основной защиты секции 10кВ (дифференциально-фазная защита шин) и времени отключения выключателя [11].

Таблица 19 – Выбор и проверка выключателя на вводе в РУ 10 кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Расчетный параметр цепи | Каталожные данные  аппарата | Условия выбора  и проверки |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

Выбираем на отходящие линии выключатели вакуумные типа BB/TEL-10-20/630 У2 (Iотк.н = 20кВА, iдин.m =51 кА).

Тепловой импульс:



где – постоянная времени затухания апериодической составляющей.

– время отключения КЗ (сумма времени действия основной защиты фидера 10 кВ (токовая отсечка) и времени отключения выключателя [11].

Таблица 20 – Выбор и проверка выключателя 10 кВ отходящих линий

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Расчетный параметр цепи | Каталожные данные  аппарата | Условия выбора  и проверки |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

Вывод: выключатели по условиям проверки проходят.

***Выбор и проверка выключателей нагрузки 10 кВ***

На магистральных линиях, на вводах распределительных трансформаторов цеховых ТП устанавливаются выключатели нагрузки.

Предварительно выбираем выключатель нагрузки марки BНПР-6-400/20-У2 с предохранителем марки ПКТ102-10-20-31.5У3 с номинальным током отключения 20 кА.

Условия выбора и проверки приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор выключателя нагрузки 10,0 кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Расчетный параметр цепи | Каталожные данные  аппарата | Условия выбора  и проверки |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

Вывод: выключатель нагрузки по условиям проверки проходит.

### 7.2 Выбор и проверка коммутационных аппаратов 0,4 кВ

К коммутационным аппаратам 0,4 кВ широкое применение в настоящее время получили автоматические выключатели (автоматы).

Выключатели автоматические служат для коммутации электрических цепей в нормальном режиме и отключения тока: при коротких замыканиях, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения.

Все аппараты должны:

– соответствовать условиям окружающей их среды и роду установки;

– иметь номинальные параметры (ток, напряжение);

– удовлетворять условиям работы в нормальном режиме;

– быть устойчивыми к токам КЗ.

Выбираем автоматический выключатель на стороне 0,4 кВ для самой загруженной трансформаторной подстанции ТП№9 (сборочный цех).

Максимальный рабочий ток:



Выбираем выключатель SACE Emax Х1, компании АВВ.

Таблица 22 – Выбор коммутационных аппаратов 0,4 кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Расчетный параметр цепи | Каталожные данные  аппарата | Условия выбора  и проверки |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

Выключатель по условиям проверки проходит.

Уставка тока срабатывания защиты от перегрузки:



Принимаем уставку теплового расцепителя Iрасц = 5600 А.

### 7.3 Выбор и проверка вспомогательного электрооборудования

К вспомогательному оборудованию относятся трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

***Выбор и проверка трансформаторов тока (ТТ)***

По напряжению и току в первичной обмотке ТТ выбираем выносные трансформаторы тока марки ТОЛ-10, присоединенные к СШ ПГВ 110 кВ. Так как ТТ используется для подключения измерительного прибора технического учета электрической энергии, то выбираем класс точности 1,0. Этому классу точности соответствует сопротивление вторичной обмотки z2ном = 0,8 Ом [10].

Таблица 23 – Выбор трансформатора тока 10 кВ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Расчетный параметр цепи | Каталожные данные  аппарата | Условия выбора  и проверки |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

Проверка на электродинамическую и термическую стойкость не проводится, т.к. это шинный трансформатор тока.

Трансформаторы тока включены по схеме «неполной звезды».

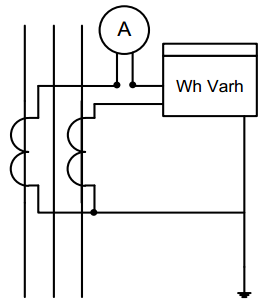


Рисунок 7.1 – Схема подключения счетчика через трансформаторы тока

Проверка соответствия класса точности

Суммарное сопротивление приборов



Сопротивление соединительных проводов при l = 6 м, Iр =



Сопротивление контактов rк принимаем 0,05 Ом (т.к. приборов не более 3). Тогда



Перечень приборов, подключенных к ТТ, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Параметры приборов, подключенных к трансформаторам тока

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Прибор | Количество | Sпр.А, В∙А | Sпр.С, В∙А |
| Амперметр ЩП02М | 2 | 1х2,5 | 1х2,5 |
| Счетчик активной и реактивной энергии СЭТ – 4ТМ.03М | 1 | 1х1,5 | 1х1,5 |

Трансформатор тока по условиям проверки проходит.

***На стороне 110кВ*** принимаются к установке встроенные в элегазовый выключатель ВЭБ трансформаторы тока ТВГ-110-0,5-200/5 для измерений и ТВГ-110-10Р-200/5 для релейной защиты.

Таблица 25 – Выбор трансформатора тока 110 кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Условия выбора | Каталожные данные  аппарата | Расчетные параметры цепи |
| UУСТ ≤ UНОМ | UНОМ = 110 кВ | UУСТ = 110 кВ |
| IРАБ.МАК ≤ IН | IН = 200 А | IРАБ.МАК.= 154,97 А |
| iУД ≤ IДИН | I ДИН =20кА | iУД = 18,86 кА |

***Выбор и проверка трансформаторов напряжения (ТН)***

Выбираем антирезонансный трансформатор напряжения марки НАМИТ-10-2-УХЛ2, установленный на СШ ПГВ 10,0 кВ.

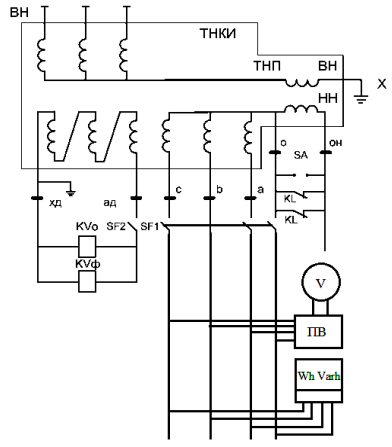


Рисунок 7.2 – Схема подключения счетчика через трансформатор напряжения

Таблица 26 – Проверка трансформатора напряжения

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Расчетный параметр цепи | Каталожные данные  аппарата | Условия выбора  и проверки |
|  |  |  |
|  |  |  |

Таблица 27 – Параметры приборов, подключенных к ТН

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Прибор | Количество | Sпр, В∙А | S∑пр, В∙А |
| Вольтметр ЩП02М | 1 | 2,5 | 2,5 |
| Счетчик активной и реактивной энергии СЭТ – 4ТМ.03М | 14 | 1,5 | 35 |

***На стороне 110кВ ПГВ*** выбираются масляные каскадные однофазные трансформаторы напряжения НКФ-110-83У1 и принимаются к установке.

## 8 ПРОВЕРКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

Максимально допустимые кратковременные повышения температуры при КЗ для силовых кабелей принимаются: с изоляцией из сшитого полиэтилена до 10 кВ с алюминиевыми жилами – 200 0С. Определим минимальное сечение кабельной линии, отходящей от ПГВ (для кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами С = 95 А/с1/2мм2 [13]):

|  |  |
| --- | --- |
|  | (47) |

где  – тепловой импульс КЗ.

Тогда минимально допустимое сечение по нагреву при коротком замыкании составит:



Ближайшее большее стандартное сечение 70 мм2.

Таким образом, все отходящие от ПГВ кабельные линии, питающие ответственных потребителей, выбранные сечением менее 70 мм2, меняем соответственно на АПвПг-10-1×70. Данное сечение проходит по термической стойкости.

Скорректированные марки кабельных линий приведены в таблице 28.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 28 – Выбор кабельных линий системы распределения | Марка кабеля | АВВГнг-0,4-4х50 | 6АПвПГ-10-1х35 | 6АПвПГ-10-1х35 | 6АПвПГ-10-1х35 | 6АПвПГ-10-1х70 | 6АПвПГ-10-1х70 | 6АПвПГ-10-1х35 | 6АПвПГ-10-1х35 | 6АПвПГ-10-1х70 | 6АПвПГ-10-1х70 | АВВГнг-0,4-4х150 | 3АПвПГ-10-1х16 | 6АПвПГ-10-1х16 | АВВГнг-0,4-4х95 | АВВГнг-0,4-4х185 | АВВГнг-0,4-4х240 | АВВГнг-0,4-4х240 | АВВГнг-0,4-4х35 | АВВГнг-0,4-4х70 | АВВГнг-0,4-4х150 | 6АПвПГ-10-1х70 | 6АПвПГ-10-1х120 | 6АПвПГ-10-1х70 | 6АПвПГ-10-1х95 |
| Iдоп.пар,  А | 199,7 | 190,6 | 190,6 | 228,7 | 228,7 | 190,6 | 216,0 | 203,3 | 203,3 | 203,3 | 370,3 | 254,1 | 190,6 | 357,0 | 471,9 | 562,7 | 562,7 | 157,3 | 254,4 | 390,3 | 190,6 | 321,3 | 203,2 | 231,4 |
| Iдоп.нр,  А | 181,5 | 173,3 | 173,3 | 207,9 | 207,9 | 173,3 | 196,4 | 184,8 | 184,8 | 184,8 | 336,6 | 231,0 | 173,3 | 324,5 | 429,0 | 511,5 | 511,5 | 143,0 | 231,0 | 336,6 | 173,3 | 292,1 | 184,8 | 210,4 |
| КП | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| К2 | 1,0 | 0,75 | 0,75 | 0,90 | 0,90 | 0,75 | 0,85 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,90 | 1,0 | 0,75 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,9 | 0,75 | 0,90 | 0,80 | 0,75 |
| К1 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Fст, мм2 | 50 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 150 | 70 | 70 | 95 | 185 | 240 | 240 | 35 | 70 | 150 | 70 | 125 | 70 | 95 |
| Iр.пар,  А | 164,0 | 84,2 | 80,1 | 60,0 | 175,6 | 147,6 | 94,6 | 75,6 | 170,5 | 162,9 | 343,5 | 44,2 | 37,6 | 299,6 | 414,2 | 554,0 | 471,4 | 119,0 | 220,2 | 313,2 | - | - | - | - |
| Ip.нр,  А | 82,0 | 42,1 | 40,0 | 30,0 | 87,8 | 73,8 | 47,3 | 37,8 | 85,2 | 81,4 | 171,8 | 22,1 | 18,8 | 149,8 | 207,1 | 277,0 | 235,7 | 59,6 | 110,1 | 156,6 | 1625,5 | 273,8 | 189,2 | 192,5 |
| Sp,  кВ·А | 56,8 | 1367,6 | 1456,1 | 1091,3 | 3089,8 | 2684,5 | 1719,8 | 1375,1 | 3100,2 | 2961,8 | 119,0 | 803,0 | 684,7 | 103,8 | 143,5 | 191,9 | 163,3 | 41,30 | 76,3 | 108,5 | 2596,0 | 4980,0 | 3440,0 | 3500,0 |
| Кабельная линия | СП6-СП1 | ПГВ-ТП2 | ПГВ-ТП3 | ТП6-ТП4 | ПГВ-ТП5 | ПГВ-ТП6 | ТП10-ТП7 | ПГВ-ТП8 | ПГВ-ТП9 | ПГВ-ТП10 | ТП12-СП2 | ТП9-ТП12 | ПГВ-ТП13 | ТП5-СП3 | ТП8-СП4 | ТП7-СП5 | ТП2-СП6 | СП4-СП7 | СП5-СП8 | ТП12-СП9 | ПГВ-Н3 | ПГВ-Н5 | ПГВ-Н10 | ПГВ-Н13 |
| № | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном разделе в соответствии с заданием рассматривается защита трансформатора ПГВ.

Для защиты трансформатора ПГВ предполагается использовать комбинированный микропроцессорный терминал релейной защиты «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика». Это устройство предназначено для выполнения функций основной защиты (дифференциальная защита)двухобмоточного (в том числе с расщеплённой обмоткой) трансформатора с высшим напряжением 35 – 220 кВ.

Устройство предназначено для установки на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления подстанций.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Функции зашиты и автоматики, выполняемые устройством:

Двухступенчатая дифференциальная токовая зашита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу).

Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения. Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Логика устройства резервирования при отказе выключателя стороны ВН (УРОВ ВН).

Управление обдувом трансформатора по току нагрузки и температуре.

Выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого, а также другие функции.

### 9.1 Определение расчетных токов

***Исходные данные:***

Система: Хс = 0,6; SС = 25 МВ·А; U1 = 110 кВ. Питающая линия: L = 12 км; провод АС-95/16; Трансформатор – ТРДН 25000/110/10. Расчет токов КЗ произведён в п. 6 Максимальный и минимальный первичные токи, проходящие через защищаемый трансформатор при коротком замыкании между тремя фазами на шинах 6 кВ: 

9.1.1 Дифференциальная защита трансформатора

Определяется первичные токи на сторонах высшего и низшего напряжения защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности.,

где SНТ – номинальная мощность защищаемого трансформатора, кВ·А; UСР – номинальное напряжение обмотки трансформатора, кВ.





По найденным первичным токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока kТТ и коэффициентов схемы kсх.

.

В устройстве производится компенсация фазового сдвига токов в обмотках силового трансформатора с помощью внутренних цифровых трансформаторов тока. При этом электрическое *соединение измерительных трансформаторов тока* сторон ВН и НН – *всегда в звезду*. Это позволяет уменьшить нагрузку на измерительные трансформаторы тока. Поэтому kсх и на стороне ВН, и на стороне НН равен 1.

Применяются трансформаторы тока с коэффициентами трансформации 250/5 и 1000/5.





Результаты расчёта систематизированы в таблице 29.

Таблица 29 – Определение первичных и вторичных токов трансформаторов тока

| Наименование величины | Числовое значение  для стороны | |
| --- | --- | --- |
| 110 кВ | 10 кВ |
| Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности (IНТ), А | 125,5 | 687,3 |
| Схема соединения трансформаторов тока | Δ | Y |
| Коэффициент трансформации трансформаторов тока | 250/5 = 50 | 1000/5 = 200 |
| Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора (IНЗ), А | 2,51 | 3,44 |
| Размах РПН трансформатора (ΔUРЕГ),% | 16 | |

9.1.2 Дифференциальная отсечка ДЗТ-1

Выбору подлежит:

IДИФ/IНТ ВН – относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Уставка выбирается исходя из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;

- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается защитой даже при минимальной уставке отсечки, и специальных расчётов не требует.

Для отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ уставка выбирается по условию:

IДИФ/IНТ ВН ≥ КОТСКНБ(1)IКЗ ВН МАК,

где КНБ(1) – отношение амплитуды 1-ой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ ( при использовании на стороне НН трансформаторов тока с вторичным номинальным током 5 А равен 0,7); КОТС – коэффициент отстройки, равный 1,2; IКЗ ВН МАК\* – отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.



Уставка отсечки



Принимается уставка 5,4 о.е.

9.1.3 Дифференциальная отсечка ДЗТ-2

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 18.

Выбору подлежит:

IДI /IНОМ – базовая уставка ступени;

КТОРМ – коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на её втором участке);

IТ2 /IНОМ – вторая точка излома тормозной характеристики;

IДГ2 /IДГ1 – уставка блокировки от второй гармоники.

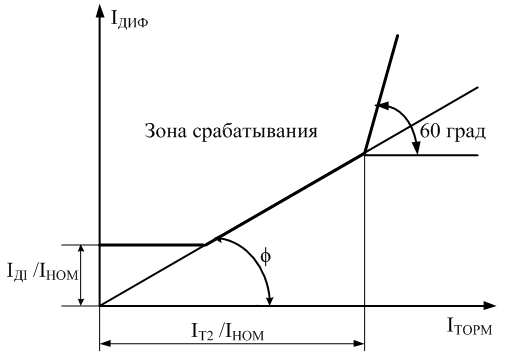


Рисунок 9.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора

Базовая уставка определяет чувствительность рассматриваемой ступени. Согласно рекомендациям изготовителя принимаем IДI /IНОМ = 0,3.

Максимальный ток небаланса IНБ.РАСЧ при сквозных токах IСКВ, соответствующих второму участку тормозной характеристики (токи вызванные действием АВР трансформаторов и секционных выключателей, работой АПВ) вычисляется по формуле:



где КПЕР – коэффициент, учитывающий переходный режим, и равный 2,5, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50 % (2,0 – менее 50 %); КОДН – коэффициент однотипности трансформаторов тока, равный 1; ε – относительная погрешность трансформаторов тока в установившемся режиме, равная 0,1; ΔUРПН – относительная погрешность, обусловленная наличием устройства регулирования напряжения защищаемого трансформатора, и равная полному размаху РПН (ΔUРЕГ = 16 %); ΔUРЕГ – размах РПН для ТРДН-25000/110; ΔfДОБАВ – коэффициент, вызванный неточностью задания номинальных токов сторон НН и ВН и прочими погрешностями, равный 0,04 по данным изготовителя.

После подстановки



Дифференциальный ток, вызванный протеканием сквозного тока



где КОТС – коэффициент отстройки, равный 1,3.



Коэффициент снижения тормозного тока



Коэффициент торможения в процентах



Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:



Вторая точка излома тормозной характеристики IТ2/IН Т ВН определяет размер второго участка тормозной характеристики. Рекомендуемая уставка IТ2/IН Т ВН = 1,5-2,0. Принимаем

IТ2/IН Т ВН = 2,0 о.е.,

IТ2/IН Т ВН > IТ1/IН Т ВН.

Уставка блокировки от второй гармоники рекомендуется на уровне 12-15 %. Принимаем IДГ2/IДГ1 = 0,15 о.е.

***Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)***

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 (IДI /IН Т ВН), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявить неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты. В соответствии с рекомендациями изготовителя

IД /IН Т ВН = 0,1; Т = 10 с.

9.1.4 Защита от перегрузки

На трансформаторах номинальной мощности 400 кВ·А и более, подверженных перегрузке, предусматривается максимальная токовая защита от токов перегрузки с действием на сигнал с выдержкой времени.

Продолжительность срабатывания защиты должна быть выбрана примерно на 30% больше продолжительности пуска или самозапуска двигателей, получающих питание от защищаемого трансформатора, если эти процессы приводят к перегрузке трансформатора.

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов как в обмотке ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН. Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, т.е. приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки



где КОТС = 1,05 – коэффициент отстройки; КВ = 0,95 – коэффициент возврата в данном устройстве.

Номинальный ток IН определяется с учётом возможности его увеличения на 5 % при регулировании напряжения.

Для трансформатора мощностью 25000 кВ·А номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 2,51 и 3,82 А. Расчётные значения уставки перегрузки равны:

сторона ВН IВН = 1,05·1,05·2,51 / 0,95 = 2,91 А;

сторона НН IНН = 1,05·1,05·3,82 / 0,95 = 4,43 А.

Если трансформатор имеет расщеплённую обмотку НН, то контроль перегрузки производится устройствами защиты вводов, установленных на выключателях стороны НН («Сириус-В»).

9.1.5 МТЗ-110 со стороны ВН

Защита предназначена для отключения внешних многофазных КЗ при отказе защиты или выключателя смежного поврежденного элемента, а также для выполнения функций ближнего резервирования по отношению к основным защитам трансформатора (дифференциальной и газовой). В качестве защиты от токов внешних многофазных КЗ используются:

- токовые защиты шин секций распределительных устройств низшего и среднего напряжений, подключенных к соответствующим выводам трансформатора;

- максимальная токовая защита с пуском напряжения, устанавливаемая на стороне высшего напряжения защищаемого трансформатора.

МТЗ со стороны ВН



где kСЗП – коэффициент самозапуска, принимающий значения 1-6,5 в зависимости от доли двигательной нагрузки и длительности перерыва питания; kВ – коэффициент возврата; kОТС – коэффициент отстройки; kЗ ТР – коэффициент загрузки трансформатора ПГВ.



Ток срабатывания реле



Коэффициент чувствительности



Если kЧ > 1,5, то защита выполняется без пуска по минимальному напряжению.

Время срабатывания выбирается из условий селективности защищаемого объекта и должно быть на ступень выше, чем время срабатывания МТЗ на вводных ячейках ПГВ, т.е.

tСЗ ВН = tСЗ НН + Δt = 1,5 + 0,5 = 2 с.

9.1.6 МТЗ-10 со стороны НН

МТЗ со стороны НН



Ток срабатывания реле



Время срабатывания выбирается из условий селективности защищаемого объекта и должно быть на ступень выше, чем время срабатывания МТЗ на ячейках линий, отходящих от ПГВ, т.е.

tСЗ НН = tСЗ П + Δt = 1,0 + 0,5 = 1,5 с.

9.1.7 Газовая защита

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВ·А и более, а также на трансформаторах мощностью 1000-4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки и если максимальная токовая защита имеет выдержку времени 1 с и более. На трансформаторах мощностью 1000-4000 кВ·А применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным. Применение газовой защиты является обязательным также на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВ·А и более независимо от наличия других быстродействующих защит.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений. Она реагирует на такие повреждения, как замыкания между витками обмоток, на которые не реагируют другие виды защит из-за недостаточного тока при этом виде повреждения.

Газовая защита реализована на газовом реле установленном между расширителем и баком трансформатора.

Так как выбранные трансформаторы ТРДН-25000/110/10 имеют устройство для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), которые выполнены в отдельном баке, то для защиты трансформаторов установим струйное реле между расширителем и баком РПН. Струйное реле срабатывает на отключение трансформатора, при увеличении скорости потока масла из бака РПН в расширитель. Так как переключения положений РПН сопровождаются реакциями в масле, то уставка срабатывания струйного реле выше, чем газового.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе дипломного проекта была построена система электроснабжения завода шахтного оборудования, который является крупным отраслевым предприятием.

При проектировании системы электроснабжения предприятия, учитывали совокупность факторов: потребляемую мощность, категорию надежности электроснабжения, размещение электрических нагрузок и т.п. Определили расчетные нагрузки цехов до 1000В, цехов на напряжении распределения и на шинах низшего напряжения пункта приема электроэнергии. Рассчитали центр электрических нагрузок с координатами [14,6;77,0] для определения мест расположения цеховых трансформаторных подстанций и пункта приема электрической энергии на генеральном плане предприятия. Построили картограмму электрических нагрузок. Выбрали систему питания и систему распределения. Мощность силовых трансформаторов 1Т и 2Т выбрали 25МВА. Провода ВЛ-110кВ выбрали марки АС-95/16. ЛЭП выполнена на двухцепных металлических опорах. Произвели выбор числа и мощности КТП. Все КТП выбрали для внутренней установки, так как это уменьшит затраты на строительство ТП. Расчетная полная мощность предприятия после компенсации реактивной мощности составила 29874,7 кВ∙А. ПГВ разместили западнее центра электрических нагрузок (координаты [55,8;77,0]), ВЛ 110 кВ приходит с западной стороны. Нанесли на генеральный план схему транспортировки электроэнергии по территории предприятия. Произвели выбор кабельных линий с учетом нормальных и послеаварийных режимов работы электрической сети. Рассчитали токи коротких замыканий. Выбрали и проверили основное современное высоковольтное оборудование, и оборудование на 0,4 кВ. По результатам произведенных расчетов построили главную схему электроснабжения цементного завода

Большинство цеховых подстанций выполнены двух трансформаторными. Электроснабжение цехов малой мощности, которых выполнили классом напряжения 0,4 кВ с установкой силовых пунктов.

Схема распределения смешанная, с преобладанием радиальных линий.

Считаем, что разработанная система электроснабжения завода удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым нормативными документами.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 2013 г. – М. : КНОРУС, 2013. – 854 с.

2. ГОСТ 2.105-95. Общие требования к текстовым документам [Электронный ресурс]. – Введ. 1996–07–01. – М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1996. – 28 с. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/gost-2-105-95-eskd.

3. Технологические процессы производств промышленных предприятий : учеб. пособие / В. Н. Горюнов [и др.] ; ОмГТУ. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2011. – 158 с.

4. Проектирование систем электроснабжения промышленных объектов : учеб. пособие / В. В. Барсков [и др.] ; ОмГТУ. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2003. – 90 с.

5. Расчет электрических нагрузок, выбор главных схем и оборудования систем электроснабжения объектов : учеб. пособие / В. К. Грунин [и др.] ; под ред. В. К. Грунина ; ОмГТУ. – 2-е изд., испр. и доп. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2005. – 141 с.

6. Грунин В. К. Основы электроснабжения объектов. Расчет электрических нагрузок: конспект лекций / В. К. Грунин. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2006. – 72 с.

7. Грунин, В. К. Основы электроснабжения объектов. Проектирование систем электроснабжения: конспект лекций / В. К. Грунин. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2007. – 68 с.

8. Приказ Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» [Электронный ресурс]. – Введ. 2015–07–22. – 7 с. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/420285270.

9. ГОСТ 14.209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. – Введ. 1985–07–01. – М.: Стандартинформ, 2009. – 38 с. – Режим доступа: http://docs.nevacert.ru/files/gost/gost\_14209-1985.pdf.

10. ОАО «Электрощит Самара» : [сайт]. – http://www.electroshield.ru.

11. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527 98 / под ред. Б. Н. Неклепаева. – Введ. 1998–03–23. – М. : ЭНАС, 2002. – 152 с.

12. Справочник по проектированию электроснабжения / ред.: Ю. Г. Барыбин; сост.: И. С. Бабаханян [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

13. Оборудование и электротехнические устройства систем электроснабжения: справочник / под общ. ред. В. Л. Вязигина, В. Н. Горюнова, В. К. Грунина (гл. редактор). – Омск : Редакция Ом. науч. вестника, 2006. – 268 с.

14. Эрнст, А. Д. Самозапуск асинхронных электродвигателей: учеб. пособие / А. Д. Эрнст ; ОмГТУ. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2006. – 47 с.

15. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения: учеб. для вузов по специальности «Электроснабжение» направления подгот. «Электроэнергетика» / В. А. Андреев. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 2006. – 639 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Спецификация электрооборудования системы электроснабжения завода шахтного оборудования.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Поз. | Обозначение | Наименование | Кол. | Примечание |
| 1 | 1Т, 2Т | Трансформатор силовой ПГВ 110/10/10 с расщепленной обмоткой низшего напряжения | 2 | ТРДН-25000/110 |
| 2 | Q1, Q2 | Выключатель 110 кВ | 2 | ВЭБ-110II-2500 |
| 3 | W1, W2 | ВЛ-110 кВ | 2 | Провод АС-95/16 |
| 4 | TV1, TV2 | Трансформатор напряжения 110 кВ | 2 | НКФ-110-83У1 |
| 5 | ТА1, ТА2 | Трансформаторы тока 110 кВ | 2 | ТВГ-110-0,5-200/5 |
| 6 | ОПН1-2 | Ограничители перенапряжения 110 кВ | 2 | ОПНп-110/550/88-10-IV УХЛ1 |
| 7 | ОПН3-4 | Ограничитель перенапряжений однополюсный в нейтрали трансформаторов | 2 | ОПНп-110/550/56-10-IV УХЛ1 |
| 8 | ОПН5-8 | Ограничитель перенапряжений трехполюсный 10 кВ | 4 | ОПНп-6/420/6,6-10-IV-УХЛ2 |
| 9 | Q3, 6, QB1, QB2 | Вводные выключатели на секции 10 кВ и межсекционные | 6 | VD-4-10 |
| 10 | ТА3-28 | Трансформаторы тока 10 кВ | 25 | ТОЛ–СЭЩ–10–200/5-У3 |
| 11 | F2-3, F5-8 | Предохранитель в цепи трансформаторов напряжения | 6 | ПКН001-10У3 |
| 12 | F1, F4 | Предохранитель на вводе трансформаторов собственных нужд ПГВ | 2 | ПКТ104-10-100-20У3; |
| 13 | F8-F19 | Предохранитель на вводе цеховых КТП | 11 | ПКТ102-10-200-31,5У3 |
| 14 | ТСН1, ТСН2 | Трансформатор собственных нужд ПГВ на напряжение 10/0,4 кВ | 2 | ТЛС-СЭЩ-63/10/0,4 У1 |
| 15 | QSG5-6 | Разъединитель - заземлитель нейтрали трансформатора ПГВ 110 кВ однополюсный | 2 | ЗОН-110М-I УХЛ1 |
| 16 | QS1-QS2 | Разъединитель трехполюсный 110 кВ | 6 | РНДЗ-110/1000У1 |
| 17 | Т3-6, Т11-12, Т16-17, Т22-23 | Трансформатор распределительный 10/0,4 кВ масляный герметичный | 10 | ТМГ-1000/10/0,4 |
| 18 | Т20, 21 | Трансформатор распределительный 10/0,4 кВ масляный герметичный | 2 | ТМГ-2500/10/0,4 |

**Продолжение приложения А**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Поз. | Обозначение | Наименование | Кол. | Примечание |
| 19 | Т7, 8, 18, 19 | Трансформатор распределительный 10/0,4 кВ масляный герметичный | 4 | ТМГ-1250/10/0,4 |
| 20 | Т13, 14 | Трансформатор распределительный 10/0,4 кВ масляный герметичный | 2 | ТМГ-1600/10/0,4 |
| 21 | Т9, 10, Т15 | Трансформатор распределительный 10/0,4 кВ масляный герметичный | 3 | ТМГ-630/10/0,4 |
| 22 | Н3 | Электродвигатель асинхронный 1250 кВт, 10 кВ | 2 | 4АЗМ-1250/10000-УХЛ4 |
| 23 | Н5 | Электродвигатель асинхронный 2000 кВт, 10 кВ | 2 | 4АЗМ-2000/10000-УХЛ4 |
| 24 | Н10, Н13 | Электродвигатель асинхронный 1600 кВт, 10 кВ | 4 | 4АЗМ-1600/10000-УХЛ4 |
| 25 | QF1-QF70 | Автоматы 0,4 кВ | 70 | SACE Emax |
| 26 | СВ1-4 | Батарея статических конденсаторов 0,4 кВ | 4 | АКУ 0,4-400-25У3 |
| 27 | СВ7-10, 16, 17 | Батарея статических конденсаторов 0,4 кВ | 6 | АКУ 0,4-100-25У3 |
| 28 | СВ5, 6, 14, 15 | Батарея статических конденсаторов 0,4 кВ | 4 | АКУ 0,4-300-25У3 |
| 29 | СВ18, 19 | Батарея статических конденсаторов 0,4 кВ | 2 | АКУ 0,4-500-25У3 |
| 30 | СВ20, 21 | Батарея статических конденсаторов 0,4 кВ | 2 | АКУ 0,4-800-25У3 |
| 31 | СВ12, 13 | Батарея статических конденсаторов 0,4 кВ | 2 | АКУ 0,4-1200-25У3 |
| 32 | LR1, LR2 | Реактор токоограничивающий | 2 | РБДГ-10-1000-0,25У3 |
| 33 | Q7-Q26 | Выключатель отходящей линии ПГВ, вакуумный 10 кВ | 19 | BB/TEL-10-20/630 У2 |
| 34 | QW1-QW11 | Выключатель нагрузки магистральной ТП | 11 | BНПР-6-400/20-У2 |
| 35 | W3-W10, W12-W21, W23-W27 | Линия электропередачи кабельная 10 кВ, (общая длина, м) | 1736 | АПвПГ-10-1х70 |
| 36 | W22 | Линия электропередачи кабельная 10 кВ, (общая длина, м) | 235 | АПвПГ-10-1х95 |
| 37 | W11 | Линия электропередачи кабельная 10 кВ, (общая длина, м) | 72 | АПвПГ-10-1х120 |

**Окончание приложения А**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Поз. | Обозначение | Наименование | Кол. | Примечание |
| 38 | W29 | Линия электропередачи кабельная 0,4 кВ, (общая длина, м) | 66 | АВВГнг-0,4-4х50 |
| 39 | W36 | Линия электропередачи кабельная 0,4 кВ, (общая длина, м) | 32 | АВВГнг-0,4-4х35 |
| 40 | W30, 31 | Линия электропередачи кабельная 0,4 кВ, (общая длина, м) | 85 | АВВГнг-0,4-4х150 |
| 41 | W28, 32 | Линия электропередачи кабельная 0,4 кВ, (общая длина, м) | 155 | АВВГнг-0,4-4х240 |
| 42 | W35 | Линия электропередачи кабельная 0,4 кВ, (общая длина, м) | 145 | АВВГнг-0,4-4х185 |
| 43 | W34 | Линия электропередачи кабельная 0,4 кВ, (общая длина, м) | 115 | АВВГнг-0,4-4х95 |
| 44 | W39 | Линия электропередачи кабельная 0,4 кВ, (общая длина, м) | 37 | АВВГнг-0,4-4х70 |